

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2023 г. № 574

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

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрационный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверждения акта испытаний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Газоанализаторы многокомпонентные	«АВТОТ ЕСТ»	мод. АВТОТ ЕСТ-02.02 класс 0, зав. № 24772, мод. АВТОТ ЕСТ-01.04 класс II, зав. № 25570	15263-05	-	-	МП РТ АПМ 20-2010	МП АПМ 76-21	-	27.09.2022	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственная фирма «МЕТА» (ООО НПФ «МЕТА»), Самарская обл., г. Жигулевск	ООО «Автопрогресс-М», г. Москва
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии	-	АУВП.4 11711.Ф СК.РИК .008.26	66286-16	-	РТ-МП-4014-500-2016	-	РТ-МП-1304-500-2022	-	19.12.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ»	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва

[illegible]

	«Илим» в г. Братске	-	055	81445-21	Общество с ограниченной ответственностью «Грандстройпроект» (ООО «Грандстройпроект»), г. Кемерово	МП СМО-2112-2020	-	МП СМО-1612-2022	-	20.12.2022	Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»), г. Владимир	АО «РЭС Групп», г. Владимир
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Группа «Илим» в г. Братске (Хлорное производство)											
9.	Анализаторы ртути лабораторные	РА-915Лаб	РА-915Лаб: № 220033, № 220034	81851-21	Общество с ограниченной ответственностью «Люмэкс-маркетинг» (ООО «Люмэкс-маркетинг»), г. Санкт-Петербург	-	МП-243-0007-2020	-	-	25.10.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Люмэкс-маркетинг» (ООО «Люмэкс-маркетинг»), г. Санкт-Петербург	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Санкт-Петербург
10	Система измерений количества и показателей качества нефти № 432	-	432	81888-21	Акционерное общество «Гранснефть – Верхняя Волга» (АО «Гранснефть – Верхняя Волга»), г. Нижний Новгород	МП 1171-14-2020	-	МП-0049-ТНМ-2022	-	20.10.2022	Акционерное общество «Гранснефть-Метрология» (АО «Гранснефть-Метрология»), г. Москва	АО «Гранснефть-Метрология», г. Москва

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Автоцистерны АЦ и автотопливозаправщики АТЗ

Назначение средства измерений

Автоцистерны АЦ и автотопливозаправщики АТЗ (далее – АЦ и АТЗ) предназначены для измерений объема светлых нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия АЦ и АТЗ основан на заполнении их нефтепродуктом до указателя уровня налива, соответствующего определенному объему нефтепродукта. Слив нефтепродукта производится самотеком или при помощи насоса.

АЦ и АТЗ состоят из стальной сварной цистерны постоянного или переменного сечения, имеющей в поперечном сечении чемоданообразную форму, установленной на шасси. АЦ и АТЗ являются транспортными мерами полной вместимости (далее – ТМ). Цистерна состоит из нескольких герметичных секций. Внутри секций имеются перегородки-волнорезы с отверстиями-лазами. Каждая секция цистерны оборудована заливной горловиной. В горловине устанавливается указатель уровня налива из металлического уголка.

Технологическое оборудование предназначено для операций налива-слива нефтепродуктов и включает в себя:

- горловину с указателем уровня;
- патрубок для отвода паров нефтепродуктов;
- крышку горловины с заливным люком и дыхательным клапаном;
- клапан донный;
- кран шаровой;
- фильтры;
- рукава напорно-всасывающие;
- насос слива / налива.

Для измерений объема нефтепродуктов при заправке автотранспорта узел выдачи топлива АТЗ, расположенный в ящике, закрепленном на раме шасси, комплектуется одним или несколькими счетчиками жидкости СЖ-ППО (регистрационный номер 59916-15).

АЦ и АТЗ имеют исполнения АТЗ-4,0 4693А1, АЦ-4,0 4693В1; АТЗ-4,9 4693А1, АЦ-4,9 4693В1; АТЗ-4,9 4693А8, АЦ-4,9 4693В8; АТЗ-5,0 4693А8, АЦ-5,0 4693В8; АТЗ-5,2 4693А1, АЦ-5,2 4693В1; АТЗ-5,2 4693А8, АЦ-5,2 4693В8; АТЗ-8,0 4693А2, АЦ-8,0 4693В2; АТЗ-8,5 4693А2, АЦ-8,5 4693В2; АТЗ-8,5 4693А4, АЦ-8,5 4693В4; АТЗ-10,0 4693А3, АЦ-10,0 4693В3; АТЗ-10,0 4693А4, АЦ-10,0 4693В4; АТЗ-10,0 4693А5, АЦ-10,0 4693В5; АТЗ-10,0 4693А6, АЦ-10,0 4693В6; АТЗ-10,0 4693А7, АЦ-10,0 4693В7; АТЗ-10,5 4693А4, АЦ-10,5 4693В4; АТЗ-10,5 4693А5, АЦ-10,5 4693В5; АТЗ-11,0 4693А3, АЦ-11,0 4693В3; АТЗ-11,0 4693А4, АЦ-11,0 4693В4; АТЗ-12,0 4693А7, АЦ-12,0 4693В7; АТЗ-13,5 4693С1, АЦ-13,5 4693Д1; АТЗ-15,0 4693С1, АЦ-15,0 4693Д1; АТЗ-17,0 4693С1, АЦ-17,0 4693Д1, которые отличаются геометрическими размерами, допустимой плотностью перевозимых нефтепродуктов и номинальной вместимостью.

На боковых сторонах и сзади АТЗ и АЦ имеют надпись «ОГНЕОПАСНО», знак ограничения скорости и знаки с информационными табличками для обозначения транспортного средства, перевозящего опасный груз.

Заводской номер АЦ и АТЗ в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен ударно-точечным методом на информационную табличку, расположенную на задней стороне АЦ и АТЗ в месте, указанном на рисунке 3.

Знак утверждения типа на средство измерений не наносится.

Общие виды АЦ и АТЗ представлены на рисунках 1 и 2.



Рисунок 1 – Общий вид автотопливозаправщика АТЗ-11,0 4693А4



Рисунок 2 – Общий вид автоцистерны АЦ-11,0 4693В3



Место нанесения
заводского номера

Изготовитель Manufacturer		000 "ПК "Техинком-Автомаш"		EK	
Номер официального утверждения Approval number		TC RU E-RU. GA06.01269.P1			
Серийный номер Serial number		368		Год изготовления Year of manufacture	
Исп. давление всей цистерны, МПа Test pressure whole tank, MPa		0,035		Исп. давление секции, МПа Test pressure compartments, MPa	
Вместимость цистерны, л Capacity of the tank, l		4059		Код цистерны Tank code	
Вместимость секции, л Capacity of the compartments, l		2683		2276	
Расчетная температура Design temperature		-45...+40 °C			
Материал цистерны и стандарт на него Tank material and material reference		Сталь 09Г2С по ГОСТ 19281-2014			
Материал защитного покрытия Material protective lining				Изоляция Insulation	
Макс. раб. давление, МПа Maximum working pressure, MPa		0,2		Внешнее расч. давление, МПа External design pressure, MPa	
Первоначальная проверка Initial inspection		2022		Клеймо технического эксперта Stamps of inspector	
Отметки технического эксперта (промежуточная или периодическая проверка) Stamps of inspector (intermediate and periodic inspection)					
П. 6.8.25.2 ДОПОГ Наименование содержателя или оператора					
Масса автоцистерны в порожнем состоянии		4168		кг	
Максимально допустимая масса автоцистерны		8000		кг	

Рисунок 3 – Место нанесения заводского номера средства измерений

Схема пломбировки для защиты от несанкционированного изменения положения указателя уровня налива, обозначение места нанесения знака поверки представлена на рисунке 4. Знак поверки наносится ударным способом на заклепку, крепящую указатель уровня налива.

Заклепка для нанесения знака поверки



Рисунок 4 – Схема пломбировки от несанкционированного изменения положения указателя уровня налива, обозначение места нанесения знака поверки

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	АТЗ-4,0 4693А1	АЦ-4,0 4693В1	АТЗ-4,9 4693А1	АЦ-4,9 4693В1
Номинальная вместимость, дм ³	4000		4900	

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	АТЗ-4,9 4693А8	АЦ-4,9 4693В8	АТЗ-5,0 4693А8	АЦ-5,0 4693В8
Номинальная вместимость, дм ³	4900		5000	

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	АТЗ-5,2 4693А1	АЦ-5,2 4693В1	АТЗ-5,2 4693А8	АЦ-5,2 4693В8
Номинальная вместимость, дм ³	5200		5200	

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	АТЗ-8,0 4693А2	АЦ-8,0 4693В2	АТЗ-8,5 4693А2	АЦ-8,5 4693В2
Номинальная вместимость, дм ³	8000		8500	

Таблица 5 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	АТЗ-8,5 4693А4	АЦ-8,5 4693В4	АТЗ-10,0 4693А3	АЦ-10,0 4693В3
Номинальная вместимость, дм ³	8500		10000	

Таблица 6 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	АТЗ-10,0 4693А4	АЦ-10,0 4693В4	АТЗ-10,0 4693А5	АЦ-10,0 4693В5
Номинальная вместимость, дм ³	10000		10000	

Таблица 7 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	АТЗ-10,0 4693А6	АЦ-10,0 4693В6	АТЗ-10,0 4693А7	АЦ-10,0 4693В7
Номинальная вместимость, дм ³	10000		10000	

Таблица 8 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	АТЗ-10,5 4693А4	АЦ-10,5 4693В4	АТЗ-10,5 4693А5	АЦ-10,5 4693В5
Номинальная вместимость, дм ³	10500		10500	

Таблица 9 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	АТЗ-11,0 4693А3	АЦ-11,0 4693В3	АТЗ-11,0 4693А4	АЦ-11,0 4693В4
Номинальная вместимость, дм ³	11000		11000	

Таблица 10 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	АТЗ-12,0 4693А7	АЦ-12,0 4693В7	АТЗ-13,5 4693С1	АЦ-13,5 4693Д1
Номинальная вместимость, дм ³	12000		13500	

Таблица 11 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	АТЗ-15,0 4693С1	АЦ-15,0 4693Д1	АТЗ-17,0 4693С1	АЦ-17,0 4693Д1
Номинальная вместимость, дм ³	15000		17000	

Таблица 12 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности ТМ, %	±0,4
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений счетчика для АТЗ, %	±0,5
Минимальная доза отпуска, дм ³	200
Разность между номинальной и действительной вместимостью ТМ, %, не более - АТЗ-4,0 4693А1, АЦ-4,0 4693В1; АТЗ-4,9 4693А1, АЦ-4,9 4693В1, АТЗ-4,9 4693А8, АЦ-4,9 4693В8 - АТЗ-5,0 4693А8, АЦ-5,0 4693В8; АТЗ-5,2 4693А1, АЦ-5,2 4693В1; АТЗ-5,2 4693А8, АЦ-5,2 4693В8; АТЗ-8,0 4693А2, АЦ-8,0 4693В2; АТЗ-8,5 4693А2, АЦ-8,5 4693В2; АТЗ-8,5 4693А4, АЦ-8,5 4693В4; АТЗ-10,0 4693А3, АЦ-10,0 4693В3; АТЗ-10,0 4693А4, АЦ-10,0 4693В4; АТЗ-10,0 4693А5, АЦ-10,0 4693В5; АТЗ-10,0 4693А6, АЦ-10,0 4693В6; АТЗ-10,0 4693А7, АЦ-10,0 4693В7 - АТЗ-10,5 4693А4, АЦ-10,5 4693В4; АТЗ-10,5 4693А5, АЦ-10,5 4693В5; АТЗ-11 4693А3, АЦ-11 4693В3; АТЗ-11 4693А4, АЦ-11 4693В4; АТЗ-12 4693А7, АЦ-12 4693В7; АТЗ-13,5 4693С1, АЦ-13,5 4693Д1; АТЗ-15,0 4693С1, АЦ-15,0 4693Д1; АТЗ-17,0 4693С1, АЦ-17,0 4693Д1	±2,5 ±2,0 ±1,5
Плотность нефтепродуктов, кг/м ³ , не более: -для АТЗ-5,0 4693А8, АЦ-5,0 4693В8; АТЗ-5,2 4693А1, АЦ-5,2 4693В1; АТЗ-5,2 4693А8, АЦ-5,2 4693В8 -для АТЗ-10,5 4693А4, АЦ-10,5 4693В4 -для АТЗ-4,0 4693А1, АЦ-4,0 4693В1; АТЗ-4,9 4693А1, АЦ-4,9 4693В1; АТЗ-4,9 4693А8, АЦ-4,9 4693В8; АТЗ-8,0 4693А2, АЦ-8,0 4693В2; АТЗ-8,5 4693А2, АЦ-8,5 4693В2; АТЗ-8,5 4693А4, АЦ-8,5 4693В4; АТЗ-10,0 4693А3, АЦ-10,0 4693В3; АТЗ-10,0 4693А4, АЦ-10,0 4693В4; АТЗ-10,0 4693А5, АЦ-10,0 4693В5; АТЗ-10,0 4693А6, АЦ-10,0 4693В6; АТЗ-10,0 4693А7, АЦ-10,0 4693В7; АТЗ-10,5 4693А5, АЦ-10,5 4693В5; АТЗ-11 4693А3, АЦ-11 4693В3; АТЗ-11 4693А4, АЦ-11 4693В4; АТЗ-12 4693А7, АЦ-12 4693В7; АТЗ-13,5 4693С1, АЦ-13,5 4693Д1; АТЗ-15,0 4693С1, АЦ-15,0 4693Д1; АТЗ-17,0 4693С1, АЦ-17,0 4693Д1	740 850 860

Таблица 13 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	АТЗ-4,0 4693А1	АЦ-4,0 4693В1	АТЗ-4,9 4693А1	АЦ-4,9 4693В1
Шасси	Газон Next C4		Газон Next C4	
Снаряженная масса, кг, не более	4600		4630	
Габаритные размеры цистерны, мм, не более				
- длина	6400		6400	
- ширина	2250		2250	
- высота	2740		2740	

Таблица 14 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	АТЗ-4,9 4693А8	АЦ-4,9 4693В8	АТЗ-4,9 4693А8	АЦ-4,9 4693В8
Шасси	Hyundai HD-78		Hyundai EX8	
Снаряженная масса, кг, не более	3430		4350	
Габаритные размеры цистерны, мм, не более				
- длина	6220		6905	
- ширина	2050		2100	
- высота	2470		3000	

Таблица 15 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	АТЗ-4,9 4693А8	АЦ-4,9 4693В8	АТЗ-5,0 4693А8	АЦ-5,0 4693В8
Шасси	Hyundai EX9		Hyundai EX8	
Снаряженная масса, кг, не более	4600		4630	
Габаритные размеры цистерны, мм, не более				
- длина	6970		6970	
- ширина	2100		2100	
- высота	3000		3000	

Таблица 16 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	АТЗ-5,0 4693А8	АЦ-5,0 4693В8	АТЗ-5,2 4693А1	АЦ-5,2 4693В1
Шасси	Hyundai EX9		Газон Next C4	
Снаряженная масса, кг, не более	4630		4660	
Габаритные размеры цистерны, мм, не более				
- длина	6970		6400	
- ширина	2100		2250	
- высота	3000		2740	

Таблица 17 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	АТЗ-5,2 4693А8	АЦ-5,2 4693В8	АТЗ-8,0 4693А2	АЦ-8,0 4693В2
Шасси	Hyundai EX9		КАМАЗ 43253	
Снаряженная масса, кг, не более	4600		7743	
Габаритные размеры цистерны, мм, не более				
- длина	6970		7500	
- ширина	2100		2550	
- высота	3000		3200	

Таблица 18 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	АТЗ-8,5 4693А2	АЦ-8,5 4693В2	АТЗ-8,5 4693А4	АЦ-8,5 4693В4
Шасси	КАМАЗ 43253		МАЗ 5N32	
Снаряженная масса, кг, не более	7865		8720	
Габаритные размеры цистерны, мм, не более				
- длина	7500		7000	
- ширина	2550		2550	
- высота	3200		3300	

Таблица 19 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	АТЗ-10,0 4693А3	АЦ-10,0 4693В3	АТЗ-10,0 4693А4	АЦ-10,0 4693В4
	КАМАЗ 43118		МАЗ 5N32	
Снаряженная масса, кг, не более	11495		9050	
Габаритные размеры цистерны, мм, не более				
- длина	8550		7000	
- ширина	2550		2550	
- высота	3805		3300	

Таблица 20 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	АТЗ-10,0 4693А5	АЦ-10,0 4693В5	АТЗ-10,0 4693А6	АЦ-10,0 4693В6
Шасси	КАМАЗ 53605		ISUZU FVR-24	
Снаряженная масса, кг, не более	8870		8400	
Габаритные размеры цистерны, мм, не более				
- длина	7350		7500	
- ширина	2550		2550	
- высота	3530		3200	

Таблица 21 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	АТЗ-10,0 4693А7	АЦ-10,0 4693В7	АТЗ-10,5 4693А4	АЦ-10,5 4693В4
Шасси	КАМАЗ 65115-48(А5), 65115-50		МАЗ 5N32	
Снаряженная масса, кг, не более	10730		9170	
Габаритные размеры цистерны, мм, не более				
- длина	8300		7000	
- ширина	2550		2550	
- высота	3350		3300	

Таблица 22 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	АТЗ-10,5 4693А5	АЦ-10,5 4693В5	АТЗ-11,0 4693А3	АЦ-11,0 4693В3
Шасси	КАМАЗ 53605		КАМАЗ 43118	
Снаряженная масса, кг, не более	8970		11715	
Габаритные размеры цистерны, мм, не более				
- длина	7350		8550	
- ширина	2550		2550	
- высота	3530		3805	

Таблица 23 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	АТЗ-11,0 4693А4	АЦ-11,0 4693В4	АТЗ-12,0 4693А7	АЦ-12,0 4693В7
Шасси	МАЗ 5N32		КАМАЗ 65115-48(А5), 65115-50	
Снаряженная масса, кг, не более	9300		11230	
Габаритные размеры цистерны, мм, не более				
- длина	7000		8300	
- ширина	2550		2550	
- высота	3300		3350	

Таблица 24 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	АТЗ-13,5 4693С1	АЦ-13,5 4693D1	АТЗ-15,0 4693С1	АЦ-15,0 4693D1
Шасси	КАМАЗ 65115-48(А5), 65115-50		КАМАЗ 65115-48(А5), 65115-50	
Снаряженная масса, кг, не более	10352		10460	
Габаритные размеры цистерны, мм, не более				
- длина	8300		8300	
- ширина	2550		2550	
- высота	3350		3350	

Таблица 25 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	АТЗ-17,0 4693С1	АЦ-17,0 4693D1
Шасси	КАМАЗ 65115-48(А5), 65115-50	
Снаряженная масса, кг, не более	11230	
Габаритные размеры цистерны, мм, не более		
- длина	8300	
- ширина	2550	
- высота	3350	

Таблица 26 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Диапазон температуры окружающего воздуха, °С	от -40 до +45
Атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 27 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Автоцистерна или автотопливозаправщик	АЦ XX 4693XX (АТЗ XX 4693XX)	1 шт.
Запасные части, инструменты и принадлежности		1 комплект
Руководство по эксплуатации		1 экз.
Паспорт		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 руководства по эксплуатации.

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-29.10.59.230-001-28385314-2018 Автоцистерны и автотопливозаправщики. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Производственная Компания «Техинком-Автомаш» (ООО «ПК «Техинком-Автомаш»)

ИНН 5011037442

Адрес: 140301, Московская обл., г. Егорьевск, Корниловский пр-д, д. 3

Телефон/факс: +7(495)286-52-32 / +7(495)286-52-32

E-mail: mro@mroteh.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77, факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2023 г. № 574

Регистрационный № 71103-18

Лист № 1
Всего листов 27

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы диспетчерского контроля и управления горным предприятием автоматизированные АСКУ модели АСКУ 5.0

Назначение средства измерений

Системы диспетчерского контроля и управления горным предприятием автоматизированные АСКУ модели АСКУ 5.0 (далее – системы АСКУ) предназначены для автоматического непрерывного измерения объемных долей в воздухе метана, диоксида углерода, оксида углерода, сероводорода, диоксида азота, оксида азота, водорода, кислорода, массовой концентрации пыли, массы осевшей пыли, скорости воздушного потока, температуры воздуха, давления и передачи измерительной информации на диспетчерский пункт, обработки информации, ее отображения и хранения.

Описание средства измерений

Принцип действия систем АСКУ основан на преобразовании параметров рудничной атмосферы посредством первичных измерительных преобразователей (ПИП) в электрические и цифровые сигналы, передачи этих сигналов по каналам связи и дальнейшей их обработке.

Кроме функций, указанных в назначении системы АСКУ обеспечивают:

- защитное отключение электропитания шахтного оборудования и выдачу сигналов при достижении предельно допускаемых значений измеряемых параметров, в том числе объемной доли метана (автоматическая газовая защита - АГЗ);
- выдачу предупредительных сигналов;
- сбор и обработку информации о состоянии технологического оборудования объекта контроля (шахты) и передачу измерительной информации на диспетчерский пункт для ее обработки, отображения и хранения.

Системы АСКУ осуществляют местное и централизованное диспетчерское ручное, автоматизированное и автоматическое управления основным и вспомогательным технологическим оборудованием и аппаратами энергоснабжения, в том числе АПТВ (автоматическое проветривание тупиковых выработок), АУК (автоматизированное управление конвейерами) и др.

Системы АСКУ являются многоканальными стационарными автоматическими измерительными системами непрерывного действия и состоят из следующих элементов:

- 1) Серверы приема, хранения и передачи информации (СПХПИ) - наземная часть системы.
- 2) Внешние устройства, подключаемые к СПХПИ вне взрывоопасной зоны (рабочая станция с печатающим устройством, устройство бесперебойного питания (УПС), администраторы связи, барьеры безопасности, медиаконвертеры).
- 3) Подземные контроллеры (далее - ПК) Minewatch PC 21, предназначенные для приема измерительной информации от первичных измерительных преобразователей (ПИП), ее обработки и передачи на диспетчерский пункт.

ПК Minewatch PC 21 могут включать в себя модули ввода/вывода PC 21-1, PC21-1.2, дисплейные модули PC 21-D (монохромный дисплей) или PC 21-CD (цветной дисплей), модули телеметрии PC 21-2Т (передача данных по витой паре, протокол SAP), модули преобразования Modbus в CAN bus MW-МС или PC21-1.2-RS485, преобразования CAN bus в Modbus MW-МС, преобразования CAN bus в Ethernet IP MW-EIP или ДД.МТ, преобразования Modbus в Ethernet IP ИПИ.М и медиаконвертора MW-МК или ИПИ.МК.XXXX (для передачи данных по оптическому кабелю), искробезопасные преобразователи интерфейсов ИПИ, ИПИ.МВ.1, ИПИ.МВ.3, модули контроля и управления МКУ, модуль аналогового и дискретного ввода PC21-1.2-AI/DI, модуль дискретного вывода PC21-1.2-DO, модуль усилителя Canbus PC21-1.2-CAN.

Совместно с ПК, в зависимости от типа входных/выходных сигналов, используются интерфейсы RS485/422 и оптический типа CSL 9065, а также дифференциальный модуль.

Модули PC 21 объединяются в кластеры, в каждом из которых может быть максимум до 8-ми модулей, связанных посредством CAN bus с максимальной длиной кабеля 500 м, использующей три жилы шахтного кабеля (скорость обмена данными между модулями в кластере до 125 кбод).

Каждый модуль ввода-вывода PC 21-1 обеспечивает подключение до 14-ти сигналов с дискретных датчиков или аналоговых ПИП.

К одному кластеру могут быть подключены до 7-ми удаленных кластеров. Между собой эти 8 кластеров могут обмениваться данными со скоростью 10 кбод посредством моста CAN bus и располагаться на расстоянии до 5 км.

Модуль телеметрии Minewatch PC21-2Т обеспечивает передачу данных на поверхность на расстояние до 15 км по протоколу SAP в соответствии с британским стандартом BS6556.

В случае использования оптического канала передачи данных на поверхность, вместо модуля телеметрии Minewatch PC21-2Т используется модуль преобразования CAN bus в Ethernet IP MW-EIP или ДД.МТ и модуль медиаконвертора MW-МК или ИПИ.МК.XXXX. В этом случае передача информации по одномодовому оптическому кабелю возможна на расстояние до 10 км.

В шахте модули располагаются в оболочках, разработанных для отдельных применений, образуя ряд стандартных блоков. В системе могут использоваться следующие блоки ПК MW PC21:

- блок ввода/вывода Minewatch - БВВ (может содержать до двух модулей MW PC21-1, модуль PC21-1.2, PC21-1.2-AI/DI, PC21-1.2-DO, PC21-1.2-RS485, модуль MW-МС и модуль MW-EIP);
- блок телеметрии Minewatch – БТ (содержит модуль PC21-2Т);
- блок опто телеметрии MW – БОТ (может содержать модуль MW-EIP или модули ДД.МТ и до 2-х модулей MW-МК или модули ИПИ.МК.XXXX);
- блок управления Minewatch - БУ (может содержать до двух модулей MW PC21-1, модуль PC21-1.2, PC21-1.2-AI/DI, PC21-1.2-DO, PC21-1.2-RS485, модуль MW PC21-CD/PC21-2D, PC21-1.2-D, модуль MW-МС, модуль MW-EIP, модули ДД.МТ и модуль MW-МС);
- блок преобразования Canbus в Ethernet IP MW-EIP (содержит модуль MW-EIP или модули ДД.МТ);
- блок интерфейса MW-БИ (может содержать до 2х модулей MW-МС или модули PC21-1.2-RS485);
- блок медиаконвертора MW-МК (может содержать до 2-х модулей MW-МК или модули ИПИ.МК.XXXX);
- блок управления, сигнализации и связи Minewatch - БУСС (может содержать до двух модулей MW PC21-1, PC21-1.2, PC21-1.2-AI/DI, PC21-1.2-DO, модуль PC21-CD/PC21-2D, PC21-1.2-D, модули ДД.МТ и до 2-х сигнальных плат или шлюзы). Наличие сигнальных плат или шлюза позволяет обеспечить функции аварийного останова

конвейера с контролем индикации номера сработавшего блока аварийного отключения, а также контроля, сигнализации и предстартовых блокировок;

- блок кластера Minewatch – БК (содержит до 8-ми модулей различного типа).
- блок считывателя Minewatch PC21-R служит для автоматического бесконтактного определения идентификационного номера жетона - тага (закрепленного за подземным персоналом или транспортным средством), находящегося в поле действия антенн, и направления его перемещения.

Наличие в блоке считывателя линии передачи CAN bus позволяет ему выступать как в роли модуля в кластере, так и отдельного кластера. При расположении блока считывателя на расстоянии менее 5 км от диспетчера, при использовании линии связи мост-CAN, информацию с него напрямую передают на наземную часть. В этом случае для гальванической развязки искроопасных цепей на поверхности и искробезопасных цепей подземной части используют стандартные для этого протокола сертифицированные барьеры безопасности MTL 7755-АС или S914-АС.

4) Первичные измерительные преобразователи (ПИП).

В состав измерительных каналов (далее - ИК) системы АСКУ входят ПИП. Типы применяемых в составе системы АСКУ ПИП приведены в таблице 1.

Системы АСКУ представляют собой многофункциональные трехуровневые системы с централизованным управлением и распределенной функцией измерений: первый уровень - ПИП; второй уровень - ПК; третий уровень - СПХПИ с внешними устройствами.

Таблица 1 - Типы первичных измерительных преобразователей, применяемых в составе систем АСКУ

Тип	Номер в Государственном реестре средств измерений
ИК объемной доли метана	
ИДИ-10	28259-14
ДМС 01	21073-06
ДМС 03 и ДМС 03Э	45747-10
МИК-01	62680-15
СКПА	63910-16
ИМРШ	65469-16
СКПД	56528-14
СГА	74682-19
TX6363, TX6383, TX6386, TX6387	58758-14, 73703-18
ИТС2 исполнений ИТС2-СН4-01, ИТС2-СН4-03, ИТС2-СН4-25	51279-12
ИК объемной доли оксида углерода	
ДОУИ	33551-12
СКПА	63910-16
СКПД	56528-14
TX6373	58758-14, 73703-18
ИТС2 исполнений ИТС2-СО-11	51279-12
СГА	74682-19
СДТГ, мод СДТГ-01	37260-10, 86693-22

ИК объемной доли диоксида углерода	
ИДИ-20	28259-14
СКПА	63910-16
ТХ6363	58758-14 ,73703-18
ИТС2 исполнения ИТС2-СО2-19	51279-12
СГА	74682-19
ИК объемной доли кислорода	
ДКИ	48953-12
СКПА	63910-16
СКПД	56528-14
ТХ6373	58758-14 ,73703-18
ИТС2 исполнения ИТС2-О2-15	51279-12
СГА	74682-19
СДТГ, мод СДТГ-11	37260-10
ИК скорости воздушного потока	
СДСВ 01	22814-08, 22814-18
СД-1.В	68845-17
ИК массовой концентрации пыли и массы осевшей пыли	
ИЗСТ-01	36151-12
PL-3	63199-16
МИК-01	62680-15
ДИП-1	66801-17
ИК объемной доли водорода	
СКПА	63910-16
ТХ6373	58758-14 ,73703-18
ИТС2 исполнения ИТС2-Н2-27, ИТС2-Н2-28	51279-12
ИК температуры	
ИДТ	64114-16
СКПД	56528-14
СКПА	63910-16
СГА	74682-19
ИК давления	
МИДА-13П	17636-17
МИДА-15	50730-17
ТХ 6143	40060-14
СКПД	56528-14
СКПА	63910-16
СГА	74682-19

ИК объемной доли диоксида азота	
TX6373	58758-14,73703-18
ИТС2 исполнения ИТС2-NO2-23, ИТС2-NO2-24	51279-12
ИК объемной доли оксида азота	
TX6373	58758-14,73703-18
ИТС2 исполнения ИТС2-NO-21, ИТС2-NO-22	51279-12
ИК объемной доли сероводорода	
ИТС2 исполнения ИТС2-H2S-17, ИТС2-H2S-18	51279-12
TX6373	58758-14,73703-18

Связь между первичными измерительными преобразователями и модулями ввода/вывода осуществляется посредством унифицированных аналоговых сигналов по току (4 – 20) мА или по напряжению (0,4 – 2,0) В или в цифровой форме.

Количество устройств, входящих в состав системы АСКУ на конкретном горно-технологическом объекте, определяется совокупностью контролируемых и управляемых параметров, количеством и расположением средств приема информации, устройств сигнализации, исполнительных устройств.

Системы АСКУ соответствуют требованиям технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011). Взрывозащищенные устройства в составе систем АСКУ относятся к электрооборудованию группы I и предназначены для применения во взрывоопасных средах – опасное состояние 1 и 2 (ГОСТ 31438.2-2011) в соответствии с присвоенной маркировкой взрывозащиты по ГОСТ 31610.0-2014, требованиями ГОСТ 31439-2011 и в соответствии с другими нормативными документами, регламентирующими применение электрооборудования для подземных выработок шахт, опасных по газу и пыли. В условиях эксплуатации указанные устройства в исполнении с искробезопасной цепью образуют искробезопасную систему по ГОСТ Р МЭК 60079-25-2012.

Пломбирование системы осуществляется давлением на свинцовые пломбы, установленные на проволоках, пропущенных через отверстия планки контроллера. ПИП, входящие в состав системы пломбируются при их поверке в соответствии с требованиями, изложенными в их описаниях типа.

Схема пломбирования подземного контроллера Minewatch PC 21 от несанкционированного доступа приведена на рисунке 1.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке, а также на свинцовые пломбы, установленные в соответствии с рисунком 1.

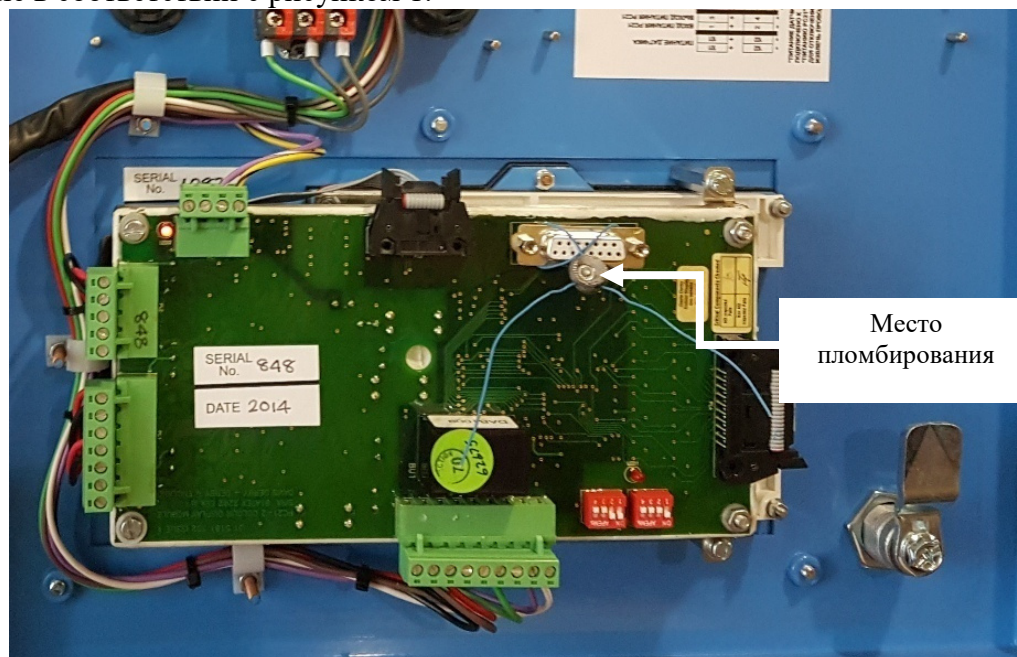


Рисунок 1 – Схема пломбирования подземного контроллера Minewatch PC 21

Программное обеспечение

Программное обеспечение систем АСКУ представлено встроенным (интегрированным) ПО микропроцессорных первичных измерительных преобразователей, встроенным (интегрированным) ПО подземных контроллеров Minewatch PC21 и автономным ПО, выполняющимся на выделенном сервере (серверах) и автоматизированных рабочих местах (АРМ) диспетчера.

Встроенное ПО микропроцессорных первичных измерительных преобразователей описано в соответствующих описаниях типа СИ и обеспечивает передачу данных в виде аналогового сигнала или цифровой форме в контроллеры системы.

Встроенное ПО ПК Minewatch PC21 недоступно для считывания и модификации в процессе эксплуатации, информационный обмен ПК с внешними устройствами осуществляется по защищённым интерфейсам (протоколы обмена не предусматривают команд, способных оказать воздействие на встроенное ПО).

Встроенное ПО контроллеров (модулей ввода-вывода MW PC21-1 и модулей преобразования Canbus в Modbus MW PC21-МС и преобразования CAN bus в Modbus MW-MS) создает 8-битное значение (0 – 255) для каждого ПИП. Модуль ввода-вывода MW PC21-1 используется для аналоговых сигналов с ПИП, а модули преобразования Canbus в Modbus MW PC21-МС и преобразования CAN bus в Modbus MW-MS – для цифровых данных Modbus с ПИП. 8-битные значения используются другими контроллерами, а также передаются модулями передачи данных.

Возможна перезапись встроенного ПО ПК в процессе эксплуатации, при этом целостность и подлинность встроенного ПО контролируется с использованием результатов его самоидентификации. Встроенное ПО ПК Minewatch PC21 не подвергается разделению и является метрологически значимым.

Автономное ПО MineSCADA представлено четырьмя основными компонентами – приложением Comms Server, приложением OPC Server, комбинированным клиент-серверным приложением MineSCADA, файлы которых размещаются в отдельном каталоге файловой системы сервера и/или АРМ. Для реализации механизма идентификации и облегчения проверки целостности и подлинности автономного ПО СИ оно сопровождается специализированной контролирующей утилитой Echeck и перечнем метрологически значимых файлов в текстовом файле (файл списка).

Компонент «Comms Server» обеспечивает:

- обмен данными с контроллерами по BS6556/SAP;
- обмен данными с контроллерами по Ethernet IP;
- передачу данных с компонента «MineSCADA»;
- передачу данных с компонента «OPC Server», обеспечивая получение контролируемых параметров без преобразований.

Компонент «Comms Server» обеспечивает доступ к неизменным данным с контроллеров согласно конфигурации.

Компонент «MineSCADA» обеспечивает:

- обмен данными с компонентом «Comms Server» и получение значений измерений без преобразований с отображением в виде неисправленных значений на системной странице рабочей станции диспетчера;
- редактирование и хранение файлов конфигурации «MineSCADA» (каналы данных используются для получения информации с контроллеров; типы ПИП для преобразования данных о результатах измерений; мнемосхемы отображаемой информации). Файлы конфигурации «MineSCADA» защищены контрольной суммой, «MineSCADA» при работе периодически проверяет конфигурационные файлы и выдаст сообщение об ошибке, если редактирование конфигурационного файла было проведено сторонним ПО;
- преобразование результатов измерений, полученных от контроллеров, в значения с размерностью контролируемых параметров в соответствии с конфигурацией и определение характеристик, определяющих качество информации;
- отображение результатов измерения и контроля на дисплее диспетчера;
- отображение на дисплее текущих и архивных результатов измерения и контроля;
- отображение и хранение всех результатов измерений в виде графиков (трендов);
- отображение и хранение в файлах журнала всех тревог и событий;
- защита паролем системы «MineSCADA».

Защита ПО «MineSCADA» реализована разграничением уровня доступа пользователей (по вводу пары логин/пароль).

Компонент «OPC Server» обеспечивает доступ к неизменным данным и их передачу без преобразований со SCADA-систем сторонних разработчиков.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения ПК Minewatch PC21

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Minewatch PC21 Firmware
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Указывается в паспорте каждого экземпляра контроллера Minewatch PC21
Цифровой идентификатор ПО	отсутствует
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	—

Таблица 3 – Идентификационные данные программного обеспечения MineSCADA

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MineSCADA
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Не ниже 6.2.10
Цифровой идентификатор ПО	Указывается в паспорте, формируется и отображается по запросу контролирующей утилитой Echeck11.exe
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Таблица 4 – Идентификационные данные программного обеспечения контролирующей утилиты

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Echeck11.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1.1
Цифровой идентификатор ПО	7B33B0E2351ACF3831AF2C052193F60E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Влияние программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИК объемной доли метана

Первичный измерительный преобразователь	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности		Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более
		абсолютной, об. Доля, %	относительной, %	
ДМС 01	от 0 до 2,5 %	$\pm 0,2$	—	15
ДМС 03	от 0 до 2,5 % от 5 до 100 %	$\pm 0,1$ ± 3	—	10
ДМС 03Э	от 0 до 57 % НКПР ¹⁾	± 5	—	30
ИДИ-10	от 0 до 2,5 %	$\pm 0,2$	—	30
	от 0 до 5 %	$\pm 0,5$	—	
	св. 5 до 100 %	—	± 10	
ИМРШ	от 0 до 2 % включ.	$\pm 0,1$	—	30
	Св. 2 до 2,5 %	—	± 5	
	от 0 до 2 % включ.	$\pm 0,1$	—	
	Св. 2 до 5 % включ.	—	± 5	
	Св. 5 до 100 %	—	± 10	

Первичный измерительный преобразователь	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности		Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более
		абсолютной, об. Доля, %	относительной, %	
МИК-01	от 0 до 2 % включ. Св. 2 до 5 % включ. Св. 5 до 100 %	$\pm 0,1$ — —	— ± 5 ± 10	30
СКПД	от 0 до 2,5 % включ. св. 2,5 до 10 % включ. св. 10 до 100 % включ.	$\pm 0,2$ ± 3 ± 5	—	—
СКПА	от 0 до 2 % включ. св. 2 до 5 % включ. св. 5 до 100 %	$\pm 0,1$ — —	— ± 5 ± 10	30
СГА мод. СН4-1О	от 0 до 2,5 % включ. св. 2,5 до 5 %	$\pm 0,1$ —	— ± 5	30
СГА мод. СН4-2ТК	от 0 до 2,5 %	$\pm 0,1$	—	10
СГА мод. СН4-3О	от 0 до 20 % включ. св. 20 до 100 %	$\pm 1,0$ —	— ± 5	30
ТХ6363	От 0 до 2 % включ.	$\pm 0,1$	—	—
	Св. 2 до 5 %	—	± 5	
	от 0 до 60 % включ.	$\pm 3,0$	—	—
	св. 60 до 100 %	—	± 5	
ТХ6383	от 0 до 2,5 %	$\pm 0,1$	—	—
	от 0 до 50 % НКПР ¹⁾	± 4 % НКПР	—	—
ТХ6386 ТХ6387	от 0 до 2,5 %	$\pm 0,1$	—	20
ИТС2-СН4-01 ИТС2-СН4-03	от 0 до 2,5 % от 5 до 100 %	$\pm 0,1$ $\pm 3,0$	— —	20
ИТС2-СН4-25	от 0 до 2 % включ. Св. 2 до 100 %	$\pm 0,1$ —	— ± 5	30
Примечание: ¹⁾ Значение НКПР в соответствии с ГОСТ 30852.19-2002				

Таблица 6 – Метрологические характеристики ИК объемной доли оксида углерода

Первичный измерительный преобразователь	Диапазон измерений, объемная доля оксида углерода, млн ⁻¹	Пределы допускаемой основной погрешности			Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более
		абсолютной, млн ⁻¹	относительной, %	приведенной ¹⁾ , %	
СДТГ 01	от 0 до 50	$\pm(2+0,1 \cdot C_{\text{вх}})$	—	—	120
ДОУИ	от 0 до 50 от 0 до 200	$\pm(2+0,1 \cdot C_{\text{вх}})$	—	—	90
СКПА	от 0 до 50 включ. св. 50 до 5000	± 5 —	— ± 10	— —	60

Первичный измерительный преобразователь	Диапазон измерений, объемная доля оксида углерода, млн ⁻¹	Пределы допускаемой основной погрешности			Время установления показаний T _{0,9} , с, не более
		абсолютной, млн ⁻¹	относительной, %	приведенной ¹⁾ , %	
СКПД	от 0 до 100 включ. св. 100 до 200	±6 ±10	— —	— —	—
TX6373	от 0 до 20 включ.	—	—	±15	—
	Св. 20 до 50 включ.	—	±15	—	
	Св. 20 до 250 включ.	—	±15	—	
	Св. 20 до 500	—	±15	—	
ИТС2-CO-11	от 0 до 50 включ.	±5	—	—	45
	Св. 50 до 500	—	±10	—	
СГА мод. СО-1	от 0 до 50 включ.	±5	—	—	60
	Св. 50 до 100	—	±10	—	
СГА мод. СО-2	от 0 до 100 включ.	±10	—	—	60
	Св. 100 до 1000	—	±10	—	
СГА мод. СО-3	от 0 до 200 включ.	±20	—	—	60
	Св. 200 до 5000	—	±10	—	
Примечание: 1) Приведенная к верхнему значению диапазона измерений C _{вх} – объемная доля определяемого компонента на входе ПИП, млн ⁻¹					

Таблица 7 – Метрологические характеристики ИК объемной доли диоксида углерода

Первичный измерительный преобразователь	Диапазон измерений, объемная доля диоксида углерода, %	Пределы допускаемой основной погрешности			Время установления показаний T _{0,9} , с, не более
		абсолютной, об.доля, %	относительной, %	приведенной ¹⁾ , %	
ИДИ-20	от 0 до 2	±0,2	—	—	30
СКПА	от 0 до 1 включ.	±0,2	—	—	60
	св.1 до 20	—	±10	—	
TX6363	от 0 до 2	—	—	±10	—
	от 0 до 5	—	—	±10	
ИТС2-CO2-19	от 0 до 2	±0,1	—	—	30
СГА мод. CO2-1	от 0 до 1 включ.	±0,1	—	—	60
	св.1 до 5	—	±10	—	
СГА мод. CO2-2	от 0 до 10 включ.	±1	—	—	60
	св.10 до 20	—	±10	—	
Примечание: ¹⁾ Приведенная к верхнему значению диапазона измерений					

Таблица 8 – Метрологические характеристики ИК объемной доли кислорода

Первичный измерительный преобразователь	Диапазон измерений, объемная доля, %	Пределы допускаемой основной погрешности			Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более
		абсолютной, об.доля, %	относительной, %	приведенной ¹⁾ , %	
ДКИ	от 0 до 25	$\pm(0,5+0,1 \cdot C_{\text{вх}})$	—	—	60
СКПД	от 0 до 25	± 1	—	—	—
СКПА	от 0 до 25	$\pm 0,5$	—	—	60
ТХ6373	от 0 до 5 включ.	—	—	± 4	—
	Св. 5 до 25	—	± 4	—	
ИТС2-О2-15	от 0 до 25	$\pm 0,6$	—	—	30
СГА	от 0 до 16 включ.	$\pm 0,5$	—	—	60
	Св. 16 до 25	$\pm 0,75$	—	—	
СДТГ-11	от 0 до 25	$\pm(0,5+0,1 \cdot C_{\text{вх}})$	—	—	120
Примечание:					
¹⁾ Приведенная к верхнему значению диапазона измерений					
$C_{\text{вх}}$ – объемная доля определяемого компонента на входе ПИП, %					

Таблица 9 – Метрологические характеристики ИК температуры

Первичный измерительный преобразователь	Диапазон измерений температуры, °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, °С	Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более
ИДТ	от -50 до 0 включ.	± 2	300
	св. 0 до +50 включ.	± 1	
	св. +50 до +100 включ.	± 2	
	св. +100 до +150	± 3	
СГА	от -25 до +50	$\pm 0,5$	—
СКПД	от -5 до +40	± 3	—
СКПА	от -10 до +50	$\pm 0,3$	—

Таблица 10 – Метрологические характеристики ИК скорости воздушного потока

Первичный измерительный преобразователь	Диапазон измерений скорости воздушного потока, м/с	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, м/с	Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более
СДСВ 01	от 0,1 до 0,6 включ. св. 0,6 до 30	$\pm 0,1$ $\pm(0,09+0,02 \cdot V)$	20
СД-1.В	от 0,1 до 40	$\pm(0,12+0,03 \cdot V)$	—
Примечание: V – скорость воздушного потока на входе ПИП, м/с.			

Таблица 11 – Метрологические характеристики ИК давления

Первичный измерительный преобразователь	Диапазон измерений давления	Пределы допускаемой основной погрешности		Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более
		приведенной ¹⁾ , %	абсолютной, кПа	
МИДА-ДА-13П	от 0 до 0,04 / 0,06 / 0,1 / 0,16 / 0,25 / 0,4 / 0,6 / 1,0 / 1,6 / 2,5 / 4,0 / 6,0 / 10,0 МПа	$\pm 0,15$; $\pm 0,2$; $\pm 0,25$; $\pm 0,5$	—	0,05
МИДА-ДИ-13П	От 0 до 0,01 / 0,016 / 0,025 / 0,04 / 0,06 / 0,1 / 0,16 / 0,25 / 0,4 / 0,6 / 1,0 / 1,6 / 2,5 / 4 / 6 / 10 / 16 / 25 / 40 / 60 / 100 / 160 МПа	$\pm 0,15$; $\pm 0,2$; $\pm 0,25$; $\pm 0,5$	—	
МИДА-ДИВ-13П	от -0,02 до 0,02 МПа; от -0,03 до 0,03 МПа; от -0,05 до 0,05 МПа; от -0,1 до 0,06; 0,15; 0,3; 0,5; 0,9; 1,5; 2,4 МПа	$\pm 0,5$; $\pm 1,0$	—	
ТХ 6143	От 0 до 0,01 / 0,02 / 0,05 / 0,1 / 0,2 / 0,5 / 1 / 2 МПа	$\pm 0,25$	—	0,1
МИДА-15	от -0,1 до 60 ²⁾ МПа	$\pm 0,05$; $\pm 0,1$; $\pm 0,15$; $\pm 0,25$; $\pm 0,5$; $\pm 1,0$	—	—
СКПД	от 53,28 до 114,6552 кПа	—	$\pm 0,015986$	—
СГА	от 80 до 120 кПа	± 1	—	—
СКПА	от 50 до 106,7 кПа	—	± 1	—
Примечание: 1) Приведенная к верхнему значению диапазона измерений 2) Диапазон измерений зависит от комплекта поставки, определяется метрологическими и техническими характеристиками ПИП, но не выходит за пределы указанного диапазона измерений.				

Таблица 12 – Метрологические характеристики ИК массовой концентрации пыли и массы осевшей пыли

Первичный измерительный преобразователь	Диапазон измерений	Поддиапазон измерений, в котором нормирована погрешность	Пределы допускаемой основной погрешности	
			относительной, %	приведенной ¹⁾ , %
ИЗСТ-01	от 0 до 1500 мг/м ³	0 до 100 мг/м ³ включ. св. 100 до 1500 мг/м ³	– ±20	±20 –
МИК-01	от 0 до 2000 мг/м ³	0 до 100 мг/м ³ включ. св. 100 до 1500 мг/м ³ включ. св. 1500 до 2000 мг/м ³	– ±15 ±20	±15 – –
ДИП-1	от 0,05 до 0,5 г	от 0,05 до 0,5 г	±20	–
PL-3	от 15 до 200 мг/м ³	от 15 до 200 мг/м ³	±20	–
Примечание: ¹⁾ - приведенная к верхнему значению поддиапазона измерений				

Таблица 13 – Метрологические характеристики ИК объемной доли водорода

Первичный измерительный преобразователь	Диапазон измерений, объемная доля определяемого компонента, млн ⁻¹	Пределы допускаемой основной погрешности			Время установления показаний T _{0,9} , с, не более
		абсолютной, объемная доля определяемого компонента, млн ⁻¹	относительной, %	приведенной ¹⁾ , %	
СКПА	от 0 до 50 включ. св. 50 до 5000	±5 –	– ±10	– –	60
ТХ6373	от 0 до 1000	–	–	±10	–
ИТС2-Н2-27 ИТС2-Н2-28	от 0 до 1500	±(2+0,12·C _{вх})	–	–	100
Примечание: ¹⁾ - приведенная к верхнему значению поддиапазона измерений C _{вх} – объемная доля определяемого компонента на входе ПИП, % или млн ⁻¹					

Таблица 14 –Метрологические характеристики ИК объемной доли оксида азота

Первичный измерительный преобразователь	Диапазон измерений, объемная доля определяемого компонента, млн ⁻¹	Пределы допускаемой основной погрешности			Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более
		абсолютной, объемная доля определяемого компонента, млн ⁻¹	относительной или, %	приведенной ¹⁾ , %	
ТХ6373	от 0 до 10 включ. св. 10 до 100	— —	— ±20	±20 —	—
ИТС2-NO-21 ИТС2- NO-22	от 0 до 20	$\pm(1+0,1 \cdot C_{\text{вх}})$	—	—	45

Примечание:
¹⁾ - приведенная к верхнему значению поддиапазона измерений
 $C_{\text{вх}}$ – объемная доля определяемого компонента на входе ПИП, % или млн⁻¹

Таблица 15 –Метрологические характеристики ИК объемной доли диоксида азота

Первичный измерительный преобразователь	Диапазон измерений, объемная доля определяемого компонента, млн ⁻¹	Пределы допускаемой основной погрешности			Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более
		абсолютной, объемная доля определяемого компонента, млн ⁻¹	относительной или, %	приведенной ¹⁾ , %	
ТХ6373	от 0 до 1 включ. св. 1 до 20	— —	— ±20	±20 —	—
ИТС2-NO2-23 ИТС2- NO2-24	от 0 до 20	$\pm(0,5+0,1 \cdot C_{\text{вх}})$	—	—	45

Примечание:
¹⁾ - приведенная к верхнему значению поддиапазона измерений
 $C_{\text{вх}}$ – объемная доля определяемого компонента на входе ПИП, % или млн⁻¹

Таблица 16 –Метрологические характеристики ИК сероводорода

Первичный измерительный преобразователь	Диапазон измерений, объемная доля определяемого компонента, млн ⁻¹	Пределы допускаемой основной погрешности			Время установления показаний с, не более
		абсолютной, объемная доля определяемого компонента, млн ⁻¹	относительной, %	приведенной ¹⁾ , %	
ИТС2-H2S-17 ИТС2- H2S-18	от 0 до 10 включ. от 10 до 100	±1,5 —	— ±15		45 ($T_{0,9}$)
ТХ6373	от 0 до 10 включ. от 10 до 50		— ±20	±20 —	20 ($T_{0,63}$)

Примечание: ¹⁾ - приведенная к верхнему значению поддиапазона измерений

Таблица 17 - Вариация показаний по ИК объемной доли газов

Определяемый компонент	Первичный измерительный преобразователь	Пределы допускаемой вариации выходного сигнала, в долях от пределов основной погрешности
Объемная доля метана	ИДИ 10	0,5
	ДМС 01	
	ДМС 03, ДМС 03Э	
	ИМРШ	
	МИК-01	
	ИТС2-CH4-01, ИТС2-CH4-03, ИТС2-CH4-25	
	TX6383, TX6386, TX6387	0,3
	TX6363	
	СКПД	—
	СКПА	
	СГА	
Объемная доля диоксида углерода	ИДИ 20	0,5
	ИТС2-CO2-19	0,5
	TX6363	0,3
	СКПА	—
	СГА	
	ДОУИ	
	TX6373	
	ИТС2-CO-11	—
	СКПД	
	СКПА	
	СГА	
	СГА	
Объемная доля кислорода	ДКИ	0,5
	TX6373	—
	ИТС2-O2-15	
	СКПД	
	СКПА	—
	СГА	
Объемная доля водорода	TX6373	0,5
	ИТС2-H2-27, ИТС2-H2-28	—
	СКПА	
Объемная доля оксида азота	TX6373	0,5
	ИТС2-NO-21, ИТС2-NO-22	
	ИТС2-H2S-17, ИТС2-H2S-18	
Объемная доля диоксида азота	TX6373	0,5
	ИТС2-NO2-23, ИТС2-NO2-24	

Таблица 18 - Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений при отклонении температуры окружающей среды от нормальной области значений в рабочих условиях эксплуатации для ИК объемной доли газов и скорости воздушного потока

ИК	Первичный измерительный преобразователь	Пределы допускаемой дополнительной погрешности		
		в долях от пределов допускаемой основной погрешности	абсолютная, объемная доля	относительная, %
Объемная доля метана	ИДИ-10	0,5 ¹⁾	—	—
	ДМС 01	1,0 ¹⁾	—	—
	ДМС 03, ДМС 03Э	—	±0,2 % (от 0 до 2,5 %) ²⁾ ±6 % (от 5 до 100 %) ²⁾	—
	МИК-01	—	±0,2 % (от 0 до 2 % включ.) ²⁾	±10 % (св. 2 до 100 %) ²⁾
	СКПА	—	—	—
	СКПД	1,0 ¹⁾	—	—
	ИМРШ	—	±0,2 % (от 0 до 2 % включ.) ²⁾	±10 % (св. 2 до 2,5 %) ²⁾
	ИТС2-CH4-01, ИТС2-CH4-03,	1,0 ¹⁾	—	—
	ИТС2-CH4-25	0,5 ¹⁾	—	—
	ТХ6383, ТХ6386, ТХ6387	1,0 ¹⁾	—	—
	ТХ6363	0,5 ¹⁾	—	—
Объемная доля оксида углерода	СГА	0,5 ¹⁾	—	—
	ДОУИ	0,8 ¹⁾	—	—
	СКПА	—	—	—
	СКПД	1,0 ¹⁾	—	—
	ТХ6373	1,0 ¹⁾	—	—
	ИТС2-CO-11	0,4 ¹⁾	—	—
	СГА	0,5 ¹⁾	—	—
Объемная доля диоксида углерода	СДТГ	1,5 ¹⁾	—	—
	ИДИ-20	0,5 ¹⁾	—	—
	СКПА	—	—	—
	ИТС2-CO2-19	0,5 ¹⁾	—	—
	ТХ6363	0,5 ¹⁾	—	—
Объемная доля кислорода	СГА	0,5 ¹⁾	—	—
	ДКИ	0,5 ¹⁾	—	—
	СКПА	—	—	—
	СКПД	1,0 ¹⁾	—	—
	ТХ6373	1,0 ¹⁾	—	—

ИК	Первичный измерительный преобразователь	Пределы допускаемой дополнительной погрешности		
		в долях от пределов допускаемой основной погрешности	абсолютная, объемная доля	относительная, %
	ИТС2-О2-15	0,4 ¹⁾	—	—
	СГА	0,5 ¹⁾	—	—
	СДТГ	1,5 ¹⁾	—	—
Скорость воздушного потока	СД-1.В	—	—	—
	СДСВ 01	0,5	—	—
Объемная доля диоксида азота	ТХ6373	1,0 ¹⁾	—	—
	ИТС2-NO2-23, ИТС2-NO2-24	0,4 ¹⁾	—	—
Объемная доля оксида азота	ТХ6373	1,0 ¹⁾	—	—
	ИТС2-NO-21, ИТС2-NO-22	0,4 ¹⁾	—	—
Объемная доля водорода	СКПА	—	—	—
	ТХ6373	1,0 ¹⁾	—	—
	ИТС2-H2-27, ИТС2-H2-28	0,4 ¹⁾	—	—
Объемная доля сероводорода	ИТС2-H2S-17, ИТС2-H2S-18	0,4 ¹⁾	—	—
	ТХ6373	1,0 ¹⁾		
Примечание: ¹⁾ – на каждые 10 °С; ²⁾ – в указанном поддиапазоне измерений объемной доли определяемого компонента				

Таблица 19 - Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений при отклонении температуры окружающей среды от нормальной области значений в рабочих условиях эксплуатации для ИК давления

Первичный измерительный преобразователь	Пределы допускаемой дополнительной погрешности	
	в долях от пределов допускаемой основной погрешности	приведенная ³⁾ , %
МИДА-13П	—	от $\pm 0,01$ до $\pm 0,25$ (в зависимости от модели и настройки) ¹⁾
ТХ6143	—	$\pm 0,06$ ²⁾
СКПД	$1,0$ ¹⁾	—
МИДА-15	—	от $\pm 0,01$ до $\pm 0,1$ (в зависимости от основной погрешности) ¹⁾
СКПА	—	—
Примечание: ¹⁾ — на каждые 10 °С; ²⁾ — на каждый 1 °С ³⁾ — приведенная к верхнему значению диапазона измерений		

Таблица 20 - Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений от изменения влажности окружающей среды в рабочих условиях эксплуатации для ИК объемной доли газов и скорости воздушного потока

ИК	Первичный измерительный преобразователь	Пределы допускаемой дополнительной погрешности		
		в долях от пределов допускаемой основной погрешности	абсолютная, объемная доля	относительная, %
Объемная доля метана	ИДИ-10	0,2	—	—
	ДМС 01	1,0	—	—
	ДМС 03, ДМС 03Э	—	$\pm 0,2$ % (от 0 до 2,5 %) ²⁾ ± 6 % (от 5 до 100 %) ²⁾	—
	МИК-01	—	$\pm 0,2$ % (от 0 до 2 % включ.) ²⁾	± 15 % (св. 2 до 100 %) ²⁾
	СКПА	—	—	—
	ИМРШ	—	—	—
	СКПД	1,0	—	—
	ИТС2-CH4-01, ИТС2-CH4-03,	$1,0$ ²⁾	—	—
	ИТС2-CH4-25	$0,4$ ⁴⁾	—	—
	ТХ6363, ТХ6383, ТХ6386, ТХ6387	0,5	—	—
	СГА	$0,5$ ³⁾	—	—

ИК	Первичный измерительный преобразователь	Пределы допускаемой дополнительной погрешности		
		в долях от пределов допускаемой основной погрешности	абсолютная, объемная доля	относительная, %
Объемная доля оксида углерода	ДОУИ	0,5 ¹⁾	—	—
	СКПА	-	—	—
	СКПД	1,0	—	—
	ТХ6373	0,4 ⁴⁾	—	—
	ИТС2-СО-11	0,4 ⁴⁾	—	—
	СГА	0,5 ³⁾	—	—
	СДТГ	0,5 ²⁾	—	—
Объемная доля диоксида углерода	ИДИ-20	0,2	—	—
	СКПА	—	—	—
	ИТС2-СО2-19	0,4 ⁴⁾	—	—
	ТХ6363	0,5	—	—
	СГА	0,5 ³⁾	—	—
Объемная доля кислорода	ДКИ	0,5	—	—
	СКПА	—	—	—
	СКПД	1,0	—	—
	ТХ6373	0,5	—	—
	ИТС2-О2-15	0,4 ⁴⁾	—	—
	СГА	0,5 ³⁾	—	—
	СДТГ	0,5 ²⁾	—	—
Скорость воздушного потока	СД-1.В	—	—	—
	СДСВ 01	0,5	—	—
Объемная доля диоксида азота	ТХ6373	0,5	—	—
	ИТС2-NO2-23, ИТС2-NO2-24	0,4 ⁴⁾	—	—
Объемная доля оксида азота	ТХ6373	0,5	—	—
	ИТС2-NO-21, ИТС2-NO-22	0,4 ⁴⁾	—	—
Объемная доля водорода	СКПА	—	—	—
	ТХ6373	0,5	—	—
	ИТС2-H2-27, ИТС2-H2-28	0,4 ⁴⁾	—	—
Объемная доля сероводорода	ТХ6373	0,5	—	—
	ИТС2-H2S-17, ИТС2-H2S-18	0,4 ⁴⁾	—	—

ИК	Первичный измерительный преобразователь	Пределы допускаемой дополнительной погрешности		
		в долях от пределов допускаемой основной погрешности	абсолютная, объемная доля	относительная, %
Примечание: 1)- на каждые 10 % 2) – в указанном поддиапазоне измерений объемной доли определяемого компонента 3) – на каждые 5 % 4) – на каждые 15 %				

Таблица 21 - Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений от изменения атмосферного давления в рабочих условиях эксплуатации для ИК объемной доли газов

ИК	Первичный измерительный преобразователь	Пределы допускаемой дополнительной погрешности		
		в долях от пределов допускаемой основной погрешности	абсолютная, объемная доля	относительная, %
Объемная доля метана	ИДИ-10	0,4 ¹⁾	—	—
	ДМС 01	1,0	—	—
	ДМС 03	—	±0,2 % (от 0 до 2,5 %) ²⁾ ±6 % (от 5 до 100 %) ²⁾	-
	МИК-01	—	±0,2 % (от 0 до 2 % включ.) ²⁾	±30 % (св. 2 до 100 %) ²⁾
	СКПА	—	—	—
	СКПД	0,5 ¹⁾	—	—
	ИМРШ	—	±0,2 % (от 0 до 2 % включ.) ²⁾	±30 % (св. 2 до 2,5 %) ²⁾
	ИТС2-CH4-01, ИТС2-CH4-03,	1,0	—	—
	ИТС2-CH4-25	0,2 ³⁾	—	—
	ТХ6363, ТХ6383, ТХ6386, ТХ6387	—	—	—
	СГА	0,5 ⁴⁾	—	—
Объемная доля оксида углерода	ДОУИ	0,4 ¹⁾	—	—
	СКПД	0,5 ¹⁾	—	—
	СКПА	—	—	—
	ТХ6373	—	—	—
	ИТС2-CO-11	0,2 ³⁾	—	—
	СГА	0,5 ⁴⁾	—	—

ИК	Первичный измерительный преобразователь	Пределы допускаемой дополнительной погрешности		
		в долях от пределов допускаемой основной погрешности	абсолютная, объемная доля	относительная, %
Объемная доля диоксида углерода	ИДИ-20	0,4 ¹⁾	—	—
	СКПА	—	—	—
	ИТС2-CO2-19	2,0	—	—
	TX6363	—	—	—
	СГА	0,5 ⁴⁾	—	—
Объемная доля кислорода	ДКИ	0,2 ¹⁾	—	—
	СКПД	0,5 ¹⁾	—	—
	СКПА	—	—	—
	TX6373	—	—	—
	ИТС2-O2-15	0,2 ³⁾	—	—
	СГА	0,5 ⁴⁾	—	—
Объемная доля диоксида азота	TX6373	—	—	—
	ИТС2-NO2-23, ИТС2-NO2-24	0,2 ³⁾	—	—
Объемная доля оксида азота	TX6373	—	—	—
	ИТС2-NO-21, ИТС2-NO-22	0,2 ³⁾	—	—
Объемная доля водорода	СКПА	—	—	—
	TX6373	—	—	—
	ИТС2-H2-27, ИТС2-H2-28	0,2 ³⁾	—	—
Объемная доля сероводорода	TX6373	—	—	—
	ИТС2-H2S-17, ИТС2-H2S-18	0,2 ³⁾	—	—
Примечание: ¹⁾ - на каждые 3.3 кПа ²⁾ — в указанном поддиапазоне измерений объемной доли определяемого компонента ³⁾ — на каждые 4 кПа ⁴⁾ — на каждые 8 кПа				

Таблица 22 – Остальные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время срабатывания автоматической газовой защиты по метану, с, не более	15
Пределы допускаемой абсолютной погрешности срабатывания сигнализации автоматической газовой защиты по метану, объемная доля, %, не более	±0,1

Таблица 23 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон настройки порогов срабатывания сигнализации, объемная доля метана, %	от 0,5 до 2,0
Время прогрева ПИП, входящих в состав ИК системы, мин, не более	в соответствии с эксплуатационной документацией ПИП
Напряжение питания / ток потребления, В / мА, не более - ПИП - модулей подземных контроллеров - источников питания подземной части системы	в соответствии с эксплуатационной документацией ПИП 7,5 / 125 18 / 80 36 / 300 127 / 100
Номинальное напряжение питания элементов наземной части системы, В	220
Длительность питания от аккумуляторных батарей элементов подземной части системы, ч, не менее	8
Расстояние между источниками питания и датчиками, км, не более	5
Сечение линий питания, мм ² , не менее	0,5
Максимальное отношение индуктивности к емкости для линии питания, мГн/Ом	47
Максимальная емкость линии питания, мкФ	19,5
Скорость передачи данных между подземными и наземными вычислительными устройствами: - медь, бод, не менее - оптика, Мбит/с, не менее	600 100
Скорость передачи данных между распределенными модулями подземного вычислительного кластера / максимальное расстояние между модулями подземного вычислительного кластера, Кбод / км	125 - 10 / 0,5 - 4,5
Расстояние от датчиков до подземных вычислительных устройств, км, не более	3
Длина линий связи между подземными и наземными вычислительными устройствами, км, не более - медь - оптика	15 10
Расстояние между подземными вычислительными устройствами и исполнительными устройствами, км, не более	1
Расстояние между подземными вычислительными устройствами и блоками промежуточного реле, км, не более	1
Расстояние между блоками промежуточного реле и управляемой аппаратурой электроснабжения, м, не более	10
Сечение подземных медных линий передачи данных, мм ² , не менее	0,5

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, (Д×Ш×В), мм, не более - ПИП - Модуль ввода / вывода PC21-1 - Дисплейный модуль PC21-2D - Модуль телеметрии PC21-2T - Модуль преобразования Modbus в Canbus MW-MC - Модуль преобразования Canbus в Modbus MW-MS - Модуль преобразования Canbus в Ethernet IP MW-EIP - Модуль медиаконвертора MW-MK - Источник питания с батарейной поддержкой - Источник питания без батарейной поддержки - Барьер искробезопасности БИБ - Преобразователь интерфейсов ИПИ - Преобразователь интерфейсов ИПИ.МВ.1 - Преобразователь интерфейсов ИПИ.МВ.3 - Модуль контроля и управления МКУ - Модуль преобразования Modbus в Canbus PC21-1.2-RS485 - Модуль усилителя Canbus PC21-1.2-CAN - Модуль аналогового и дискретного ввода PC21-1.2-AI/DI - Модуль дискретного вывода PC21-1.2-DO	в соответствии с эксплуатационной документацией ПИП 300×150×100 200×150×75 400×250×200 205×125×70 205×125×70 205×125×70 160×175×50 660×350×200 254×285×137 100×100×100 300×300×150 100×100×20 100×100×20 100×100×20 125×100×20 100×100×20 200×100×20 160×100×20
Масса, кг, не более - ПИП - Модуль ввода / вывода PC21-1 - Дисплейный модуль PC21-2D - Модуль телеметрии PC21-2T - Модуль преобразования Modbus в Canbus MW-MC - Модуль преобразования Canbus в Modbus MW-MS - Модуль преобразования Canbus в Ethernet IP MW-EIP - Модуль медиаконвертора MW-MK - Источник питания с батарейной поддержкой - Источник питания без батарейной поддержки - Барьер искробезопасности БИБ - Преобразователь интерфейсов ИПИ - Преобразователь интерфейсов ИПИ.МВ.1 - Преобразователь интерфейсов ИПИ.МВ.3 - Модуль контроля и управления МКУ - Модуль преобразования Modbus в Canbus PC21-1.2-RS485 - Модуль усилителя Canbus PC21-1.2-CAN - Модуль аналогового и дискретного ввода PC21-1.2-AI/DI - Модуль дискретного вывода PC21-1.2-DO	в соответствии с эксплуатационной документацией ПИП 3,0 3,0 3,0 0,75 0,75 0,75 1,3 550 10,0 1,0 8 0,2 0,2 0,2 0,75 0,75 0,75 0,75

Наименование характеристики	Значение
Потребляемая мощность - ПИП - Модуль ввода / вывода PC21-1, мВт, не более - Дисплейный модуль PC21-2D, мВт, не более - Модуль телеметрии PC21-2Т, мВт, не более - Модуль преобразования Modbus в Canbus MW-МС, мВт, не более - Модуль преобразования Canbus в Modbus MW-MS мВт, не более - Модуль преобразования Canbus в Ethernet IP MW-EIP мВт, не более - Модуль медиаконвертора MW-МК мВт, не более - Линия связи CAN bus, мВт, не более - Барьер искробезопасности БИБ, Вт, не более - Преобразователь интерфейсов ИПИ, мВт, не более - Преобразователь интерфейсов ИПИ.МВ.1, мВт, не более - Преобразователь интерфейсов ИПИ.МВ.3, мВт, не более - Модуль контроля и управления МКУ, мВт, не более - Модуль преобразования Modbus в Canbus PC21-1.2-RS485, мВт, не более - Модуль усилителя Canbus PC21-1.2-CAN, мВт, не более - Модуль аналогового и дискретного ввода PC21-1.2-AI/DI, мВт, не более - Модуль дискретного вывода PC21-1.2-DO, мВт, не более	в соответствии с эксплуатационной документацией ПИП 1000 1000 1000 1000 1000 1000 3000 1000 40 2969 800 800 800 1000 1000 1000 1000 1000
Наработка на отказ, часов, не менее - ПИП - Модули подземного контроллера Minewatch PC21 - Источники питания - Барьер искробезопасности	в соответствии с эксплуатационной документацией ПИП 45000 45000 45000
Средний срок службы, лет, не менее - ПИП - Модули подземного контроллера Minewatch PC21 - Источники питания - Барьер искробезопасности	в соответствии с эксплуатационной документацией ПИП 5 5 (3 - для аккумуляторов) 5
Степень защиты от проникновения пыли, посторонних тел и воды по ГОСТ 14254-96 - аппаратура подземной части - аппаратура наземной части	IP54 - IP65 IP20 - IP44

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - ПИП	в соответствии с эксплуатационной документацией ПИП
Прочая аппаратура подземной части: - температура окружающей среды, °C - атмосферное давление, кПа - относительная влажность воздуха, %, не более	от 0 до +35 от 87,8 до 119,7 98 (без конденсации влаги)
Аппаратура наземной части: - температура окружающей среды, °C - атмосферное давление, кПа - относительная влажность воздуха, %	от +10 до +40 от 90 до 110 от 30 до 70

Таблица 24- Характеристики структуры Системы

Наименование устройства		Связь с поверхностью	
		SAP (витая пара) / Ethernet IP	Оптика
Подземный кластер Minewatch PC21, шт., не более		240	2040
Модуль ввода/вывода PC21-1, шт., не более		1680	12240
Дисплейный модуль PC21-CD, шт., не более		240	2040
Телеметрия	Модуль телеметрии PC21-2Т шт., не более	240	-
	Модуль MW-EIP шт., не более	-	255
	Модуль ДД.МТ, шт., не более	-	255
Модуль преобразования Canbus в Modbus MW-MS, шт., не более			2040
Модуль преобразования Modbus в Canbus MW-МС шт., не более			2040
Модуль медиаконвертора MW-МК			не ограничено
Модуль преобразования Modbus в Ethernet IP ИПИ.М, шт., не более		240	-
Модуль медиаконвертора ИПИ.МК.ХХХХ, шт., не более		-	не ограничено
Преобразователь интерфейсов ИПИ, шт., не более		не ограничено	-
Преобразователь интерфейсов ИПИ.МВ.1, шт., не более		не ограничено	-
Преобразователь интерфейсов ИПИ.МВ.3, шт., не более		не ограничено	-
Модуль преобразования Modbus в Canbus PC21-1.2-RS485, шт., не более		-	2040
Модуль усилителя Canbus PC21-1.2-CAN, шт., не более		-	2040
Модуль аналогового и дискретного ввода PC21-1.2-AI/DI, шт., не более		-	2040
Модуль дискретного вывода PC21-1.2-DO, шт., не более		-	2040
Аналоговые датчики, шт., не более		23520	171360
Дискретные датчики типа "сухой контакт", шт., не более		23520	171360
Релейные выходы, шт., не более		10080	73440
Аналоговые выходы, шт., не более		3360	24480
Барьер искробезопасности БИБ, шт.		4	-
Сервер приема, хранения и передачи информации СПХПИ		2	2

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность

Таблица 25 – комплект поставки системы АСКУ

Наименование	Обозначение	Количество
Система диспетчерского контроля и управления горным предприятием автоматизированная АСКУ модели АСКУ 5.0	-	1 шт. ¹⁾
Паспорт	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	АСКУ. 85241828.314870.9032 89 000РЭ	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.
Примечание: ¹⁾ – состав определяется Техническим проектом для конкретного Заказчика		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации АСКУ. 85241828.314870. 9032 89 000РЭ (Редакция 2) раздел 8 «Принцип работы. Краткое описание элементов».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к Системам диспетчерского контроля и управления горным предприятием автоматизированным АСКУ модели АСКУ 5.0

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем;

ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов.

Общие технические условия;

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия;

ГОСТ Р МЭК 60079-25-2012 Взрывоопасные среды. Часть 25. Искробезопасные системы;

ТУ 3148-001-85241828-2016 Системы диспетчерского контроля и управления горным предприятием автоматизированные АСКУ модели АСКУ 5.0. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Девис Дерби Сибирь»
(ООО «Девис Дерби Сибирь»)

ИНН 4221024800

Адрес: 654027, г. Новокузнецк, ул. Сибиряков-Гвардейцев, 2, оф. 211

Телефон: +7(3843) 991214, факс: +73843991214

e-mail: dds@dds-nk.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр. Димитрова, д. 4

Телефон: +7 (383) 210-08-14, факс: +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.

В части вносимых изменений:

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений»

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр. Димитрова, 4

Юридический адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, р.п. Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ, корп. 11

Телефон: +7 (383) 210-08-14, факс: +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 432

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 432 (далее – СИКН) предназначена для измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти.

При косвенном методе динамических измерений массу брутто нефти определяют с применением средств измерений (СИ): преобразователя объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователя объемного расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Массу нетто нефти вычисляет комплекс измерительно-вычислительный, как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты определения массовых долей воды, механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в испытательной лаборатории.

СИКН, заводской № 432, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта.

СИКН состоит из:

- блока измерительных линий (БИЛ), состоящего из входного и выходного коллекторов, трех рабочих измерительных линий (далее – ИЛ), одной резервной ИЛ;
- блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК);
- трубопоршневой поверочной установки (ТПУ);
- узла регулирования расхода и давления;
- межблочной технологической обвязки;
- дренажных трубопроводов с запорной арматурой;
- системы сбора и обработки информации.

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

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

Таблица 1 – Перечень СИ

Наименование СИ	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФ ОЕИ)
Преобразователи расхода жидкости турбинные Smith Meter (далее – ТПР)	85769-22
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827	15642-01
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	63044-16
Датчики давления Метран-150	32854-13
Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р	56381-14
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13
Датчики температуры 644, 3144Р	39539-08
Преобразователи измерительные 644, 3144Р в комплекте с термопреобразователями сопротивления платиновыми серии 65	14683-04, 22257-01, 22257-05
Датчики температуры ТМТ 142R	63821-16
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17

В состав СИКН входит средство измерений объемного расхода в БИК, а также входят показывающие средства измерений утвержденных типов:

- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры нефти.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения объемного расхода и массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода;
 - автоматизированные вычисления массы нетто нефти как разности массы брутто нефти и массы балласта, с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды, определенных в аккредитованной испытательной лаборатории за установленные интервалы времени;
 - автоматические измерения плотности, вязкости и объемного расхода нефти через БИК;
 - измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
 - проведение контроля метрологических характеристик и поверки ТПР с применением установки трубопоршневой;
 - автоматический и ручной отбор проб нефти согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
 - контроль показателей качества нефти и технологических параметров работы СИКН;
 - защиту информации от несанкционированного доступа установкой логина и паролей разного уровня доступа;
 - регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.
- Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания средств измерений, входящие в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006, нанесения оттисков клейм или наклеек на эти средства измерений в соответствии с методиками поверки этих средств измерений

Конструкцией СИКН место нанесения заводского номера не предусмотрено. Идентификация СИКН возможна по заводскому номеру, указанному в эксплуатационной документации, обеспечивающей его сохранность в течении всего срока эксплуатации.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и компьютерах автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора. Идентификационные данные ПО ИВК указаны в таблице 2. ПО АРМ оператора не содержит метрологически значимой части.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с 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
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	d1d130e5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	6ae1b72f
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.18
Цифровой идентификатор ПО	1994df0b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.20
Цифровой идентификатор ПО	6aa13875
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.11
Цифровой идентификатор ПО	4bc442dc
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.28
Цифровой идентификатор ПО	58049d20
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.3
Цифровой идентификатор ПО	29c26fcf
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.6
Цифровой идентификатор ПО	4c134dd0
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.5
Цифровой идентификатор ПО	5e6ec20d
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.4
Цифровой идентификатор ПО	86fff286
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	f3578252
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.12
Цифровой идентификатор ПО	e2edee82
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.17
Цифровой идентификатор ПО	5b181d66
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.3.1

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Цифровой идентификатор ПО	62b3744e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.5
Цифровой идентификатор ПО	c5136609
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	c25888d2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.50
Цифровой идентификатор ПО	4ecfdc10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.14
Цифровой идентификатор ПО	c14a276b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.4
Цифровой идентификатор ПО	82dd84f8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	8da9f5c4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	41986ac5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.2.1
Цифровой идентификатор ПО	adde66ed
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.2
Цифровой идентификатор ПО	2a3adf03
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	c73ae7b9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.34
Цифровой идентификатор ПО	df6e758c
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.33
Цифровой идентификатор ПО	37cc413a
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Примечания 1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИБК в зависимости от функционального назначения в применяемой измерительной системе. 2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде прописных или строчных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр или букв.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти, м ³ /ч	от 570 до 2500*
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
*Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	4 (3 рабочие, 1 резервная)
Максимальное допустимое избыточное давление, МПа	1,6
Суммарные потери давления на БИЛ при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа	
– в рабочем режиме, не более	0,2
– в режиме поверки, не более	0,4
Режим работы СИКН	периодический
Измеряемая среда	нефть, соответствующая ГОСТ 31378-2009 «Нефть. Общие технические условия», ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с	от 8,0 до 48,9
Плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 850 до 890
Температура измеряемой среды, °С	
– минимальная	+2
– максимальная	+30
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	не допускается
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока, В	380±38 трехфазное
– частота переменного тока, Гц	220±22 однофазное, 50±1
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды, °С	от -35 до +50
– относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование СИКН, %	от 30 до 80
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, не менее, ч	20000

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 432	—	1 шт.
Комплект эксплуатационных документов	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 432 ЛПДС «Староликеево» Горьковского РНУ АО «Транснефть – Верхняя Волга»» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 322-RA.RU.312546-2022 от 17.10.2022).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 432

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть – Верхняя Волга»
(АО «Транснефть – Верхняя Волга»)
ИНН 5260900725
Адрес: 603006, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, д. 4/1
Телефон (факс): +7(831) 438-22-65, +7 (831) 438-22-05
Web-сайт: uppervolga.transneft.ru
E-mail: referent@tvv.transneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Верхняя Волга»
(АО «Транснефть – Верхняя Волга»)
ИНН 5260900725
Адрес: 603006, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, д. 4/1
Телефон (факс): +7(831) 438-22-65, +7 (831) 438-22-05
Web-сайт: uppervolga.transneft.ru
E-mail: referent@tvv.transneft.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»)

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

Телефон: 8 (843) 272-70-62

Факс: 8 (843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

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

В части вносимых изменений

Акционерное общество «Транснефть – Метрология» (АО «Транснефть – Метрология»)
ИНН 7723107453

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

Телефон (факс): (495) 950-87-00, (495) 950-85-97

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

E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2023 г. № 574

Регистрационный № 66286-16

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Шимановск

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Шимановск (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC(SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер АУВП.411711.ФСК.РИК.008.26. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии. Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС Шимановск, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ «Шимановск - Мухино»	ТОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 40086-08	GE-36 кл.т. 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 28404-09	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ПС Шимановск, ОРУ-35 кВ, яч. ВЛ-35 кВ «Шимановск - Реммаш-1»	ТОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 40086-08	GE-36 кл.т. 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 28404-09	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
3	ПС Шимановск, ОРУ-35 кВ, яч. ВЛ-35 кВ «Шимановск - Реммаш-2»	ТОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 40086-08	GE-36 кл.т. 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 28404-09	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
4	ПС Шимановск, ОРУ-35 кВ, яч. ВЛ-35 кВ «Шимановск - Георгиевка»	ТОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 40086-08	GE-36 кл.т. 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 28404-09	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
5	ПС Шимановск, ОРУ-35 кВ, яч. ВЛ-35 кВ «Шимановск - Чагоян»	ТОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 51623-12	GE-36 кл.т. 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 28404-09	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ПС Шимановск, ЗРУ-10 кВ, яч.28	ТЛП-10 кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 30709-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	ПС Шимановск, ЗРУ-10 кВ, яч.26	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
8	ПС Шимановск, ЗРУ-10 кВ, яч.4	ТПЛ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 47958-11	НТМИ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
9	ПС Шимановск, ЗРУ-10 кВ, яч.№30	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
10	ПС Шимановск, ЗРУ-10 кВ, яч.№24	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
11	ПС Шимановск, ЗРУ-10 кВ, яч.№22	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
12	ПС Шимановск, ЗРУ-10 кВ, яч.№20	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
13	ПС Шимановск, ЗРУ-10 кВ, яч.№18	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 2363-68 ТПЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
14	ПС Шимановск, ЗРУ-10 кВ, яч.№14	ТОЛ 10-1 кл.т. 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 15128-01	НТМИ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	ПС Шимановск, ЗРУ-10 кВ, яч.№12	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
16	ПС Шимановск, ЗРУ-10 кВ, яч.№10	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
17	ПС Шимановск, ЗРУ-10 кВ, яч.№8	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
18	ПС Шимановск, ЗРУ-10 кВ, яч.№6	ТПЛ-10с кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 29390-05	НТМИ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
19	ПС Шимановск, ЗРУ-10 кВ, яч.№2	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
20	ПС 220 кВ Шимановск, ЩСН-0,4 кВ, ПСН №3, ПСН №5, АВ НРП-1, АВ НРП-2	ТАР кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 50/5 рег. № 32875-12	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
21	ПС 220 кВ Шимановск, Шкаф учета №1 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ МегаФон №1	ТТН-Ш кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 50/5 рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06		
22	ПС 220 кВ Шимановск, Шкаф учета №2 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ МегаФон №2	ТТН-Ш кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 50/5 рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)}\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1 – 4, 6 – 12, 15 – 17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
13, 14, 18, 19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	0,9	0,6
	0,8	-	2,7	1,4	0,9
	0,5	-	5,3	2,6	1,8
21, 22 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,7	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2}\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_2\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1 – 4, 6 – 12, 15 – 17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,5	1,6	1,2	1,2
5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,3	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,2	1,0	0,9
13, 14, 18, 19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,5	-	2,5	1,3	1,0
21, 22 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	4,5	2,4	1,8
	0,5	-	2,8	1,6	1,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 4, 6 – 12, 15 – 17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
13, 14, 18, 19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,8	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
21, 22 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	2,1	1,6	1,4
	0,8	-	3,1	1,9	1,7
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 4, 6 – 12, 15 – 17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,7	2,0	1,9
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,4
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
13, 14, 18, 19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	1,9
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,4	2,3	1,6
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
21, 22 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	5,1	2,8	2,2
	0,5	-	3,4	2,1	1,9
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии - для счетчиков реактивной энергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325L: - средняя наработка до отказа, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 100000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35	15 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	16 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	5 шт.
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	1 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	2 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10с	2 шт.
Трансформатор тока	TAR	2 шт.
Трансформатор тока	ТТН-Ш	6 шт.
Трансформатор напряжения	GE-36	6 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	1 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	22 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.РИК.008.26ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Шимановск». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А

Телефон: (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-т, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2023 г. № 574

Регистрационный № 81445-21

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Группа «Илим» в г. Братске (Хлорное производство)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Группа «Илим» в г. Братске (Хлорное производство) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее – УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее – УСВ), программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера» и каналобразующую аппаратуру.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на сервер БД, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На сервере БД осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

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

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСР/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ).

АРМ субъекта ОРЭМ по сети Internet с использованием электронной подписи (ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу ТСР/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, принимающим сигналы точного времени от глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ более чем на ± 1 с. Сервер БД обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени сервера БД более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени УСПД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

Журналы событий сервера БД и УСПД отражают время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 055) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО 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 ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Конструкция средств измерений исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД / УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ГПП-3 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 1 сек 10 кВ, яч.11	ТЛШ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 3000/5 Рег. № 11077-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная реактивная	±0,8	±1,5
							±1,8	±2,7
2	ГПП-3 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 3 сек 10 кВ, яч.49	ТЛШ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 3000/5 Рег. № 11077-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±0,8	±1,5
							±1,8	±2,7
3	ГПП-3 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 Кл. т. 0,2S Ктт 100/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±0,4	±1,3
							±1,0	±2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ГПП-3 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 2 сек 10 кВ, яч.16	ТЛШ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 3000/5 Рег. № 11077-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±0,8	±1,5
5	ГПП-3 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 4 сек 10 кВ, яч.50	ТЛШ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 3000/5 Рег. № 11077-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		реактивная	±1,8	±2,7
6	ГПП-3 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ТСН-2 Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-0,66 Кл. т. 0,2S Ктт 100/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,4	±1,3
7	ГПП-3 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 2 сек 10 кВ, яч.24, КЛ 10 кВ ф.АРЗ-1	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,2S Ктт 150/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		реактивная	±1,0	±2,4
8	ГПП-3 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 1 сек 10 кВ, яч.25, КЛ 10 кВ ф.АРЗ-2	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,2S Ктт 150/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±1,5
						реактивная	±1,8	±2,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	ГПП-3 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 2 сек 10 кВ, яч.32, КЛ 10 кВ	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,2S Ктт 150/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±0,8	±1,5
				реактивная			±1,8	±2,7
10	ГПП-3 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 1 сек 10 кВ, яч.33, КЛ 10 кВ	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,2S Ктт 150/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±1,5
				реактивная			±1,8	±2,7
11	ГПП-3 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 3 сек 10 кВ, яч.53, КЛ 10 кВ ф.БМТС	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,2S Ктт 75/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±1,5
				реактивная			±1,8	±2,7
12	ТП-193 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.16, КЛ 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,2S Ктт 100/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,4	±1,3
				реактивная			±1,0	±2,4
13	ТП-187 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ЩСУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,2S Ктт 40/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,4	±1,3
				реактивная			±1,0	±2,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
---	---	---	---	---	---	---	---	---

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-17 от 0 до +40 °С.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Кгтн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТГ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичное устройство, утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
9. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	17
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C: - температура окружающей среды в месте расположения УСВ, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -40 до +40 от -40 до +60 от -25 до +60 от -10 до +50 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.08 (Рег. № 36697-08) для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-12) - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 165000 2 180000 2 75000 2 70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации: Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, год, не менее	113 40 45 10
Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

– измерений 30 мин (функция автоматизирована);

– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛШ-10	12
Трансформатор тока	ТОП-0,66	18
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	16
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	8
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	85599429.446453.055.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Группа «Илим» в г. Братске (Хлорное производство), аттестованном ООО «МЦМО», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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 «Грандстройпроект»

(ООО «Грандстройпроект»)

ИНН 7801472495

Адрес: 650036, г. Кемерово, пр-т Ленина, д. 90/3, каб. 800

Телефон: (3842) 45-55-54

Факс: (3842) 45-55-54

E-mail: gsp1@kuzbassenergo.ru; gsp2@kuzbassenergo.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Грандстройпроект»

(ООО «Грандстройпроект»)

ИНН 7801472495

Адрес: 650036, г. Кемерово, пр-т Ленина, д. 90/3, каб. 800

Телефон: (3842) 45-55-54

Факс: (3842) 45-55-54

E-mail: gsp1@kuzbassenergo.ru; gsp2@kuzbassenergo.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2023 г. № 574

Регистрационный № 81416-21

Лист № 1
Всего листов 22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Группа «Илим» в г. Братске

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Группа «Илим» в г. Братске (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее – УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее – УСВ), программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера» и каналобразующую аппаратуру.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на сервер БД, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На сервере БД осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

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

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСР/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ).

АРМ субъекта ОРЭМ по сети Internet с использованием электронной подписи (ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу ТСР/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, принимающим сигналы точного времени от глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ более чем на ± 1 с. Сервер БД обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени сервера БД более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени УСПД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

Журналы событий сервера БД и УСПД отражают время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 056) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО 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 ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Конструкция средств измерений исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики
Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД / УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ВЛ-6 кВ Водозабор Б, оп.11, отпайка в сторону ТП 6 кВ ВТВ БЛПК-БрАЗ, Шкаф ПКУ 6 кВ	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 15128-07	НОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 27112-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,7 ±4,3
2	ВРУ-0,4 кВ ИЛТУС, Шкаф 0,4 кВ АВР, Ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,6
3	РП-11 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.25, КЛ 6 кВ ф.ТПХ-1	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	РП-11 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.8, КЛ 6 кВ ф.ТПХ-2	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±1,1	±3,0
				реактивная			±2,6	±4,8
5	РП-31 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.19	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±2,7
				реактивная			±2,6	±4,3
6	ТП-25 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТПШ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 750/5 Рег. № 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9
				реактивная			±2,2	±4,6
7	РП-31 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.22	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±2,7
				реактивная			±2,6	±4,3
8	ТП-25 6 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону РУ-0,4 кВ ООО ББС	ТПШ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9
				реактивная			±2,2	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	РП-3 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.18	ТШЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±1,1	±3,0
				реактивная			±2,6	±4,8
10	ТП-38 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.7, КЛ 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9
				реактивная			±2,2	±4,6
11	ТП-241 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 2000/5 Рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9
				реактивная			±2,2	±4,6
12	ТП-241 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9
				реактивная			±2,2	±4,6
13	ГШП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.5	ТЛШ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 3000/5 Рег. № 11077-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±1,5
				реактивная			±1,8	±2,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	ГПП-1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±0,8	±2,9
15	ГПП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.14	ТЛШ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 3000/5 Рег. № 11077-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,2	±4,6
16	ГПП-1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9
17	ГПП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.25, КЛ 6 кВ	ТЛЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,2	±4,6
18	ТП-231 6 кВ, РУ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	ТП-232 6 кВ, РУ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±0,8	±2,9
				реактивная			±2,2	±4,6
20	ГПП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.38	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 3000/5 Рег. № 11077-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±2,7
				реактивная			±2,6	±4,3
21	ГПП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.42	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 3000/5 Рег. № 11077-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±2,7
				реактивная			±2,6	±4,3
22	ГПП-2 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 40/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±0,8	±2,9
				реактивная			±2,2	±4,6
23	ГПП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч.45	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 3000/5 Рег. № 11077-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±2,7
				реактивная			±2,6	±4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	ГПП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч.49	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 3000/5 Рег. № 11077-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±1,1	±2,7
				реактивная			±2,6	±4,3
25	ГПП-2 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 40/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9
				реактивная			±2,2	±4,6
26	ГПП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.6, КЛ 6 кВ ф.1РП-13	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
				реактивная			±2,6	±4,8
27	ГПП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.31, КЛ 6 кВ ф.2РП-13	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±1,1	±3,0
				реактивная			±2,6	±4,8
28	ГПП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч.12, КЛ 6 кВ ф.3РП-13	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
				реактивная			±2,6	±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29	ГПП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч.24, КЛ 6 кВ ф.4РП-13	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / УСВ-3 Рег № 84823-22	активная	±1,1	±3,0
				реактивная			±2,6	±4,8
30	ТП-236 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТПШЛ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 500/5 Рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9
				реактивная			±2,2	±4,6
31	ТП-335 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9
				реактивная			±2,2	±4,6
32	ТП-122 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТПШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±2,9
				реактивная			±2,2	±4,6
33	ТП-123 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТПШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±2,9
				реактивная			±2,2	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
34	РП-15 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.16	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 47958-16	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±1,1	±3,0
				реактивная			±2,6	±4,8
35	ГПП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.5, КЛ 6 кВ ф.ТП-139 Т-2	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
				реактивная			±2,6	±4,8
36	ГПП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч.25, КЛ 6 кВ ф.ТП-141 Т-2	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
				реактивная			±2,6	±4,8
37	ГПП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч.20, КЛ 6 кВ ф.ТП-144 Т-1, ТП-143 Т-1	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±1,1	±3,0
				реактивная			±2,6	±4,8
38	ГПП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч.55а, КЛ 6 кВ ф.ТП-139 Т-1, ТП-140	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±2,7
				реактивная			±2,6	±4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
39	ГПП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.51б, КЛ 6 кВ ф.ТП-144 Т-2	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 22192-01	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±1,1	±3,0
				реактивная			±2,6	±4,8
40	ГПП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч.23, КЛ 6 кВ ф.ТП-229	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
				реактивная			±2,6	±4,8
41	ТП-104 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.3, КЛ 0,4 кВ	ТПШ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9
				реактивная			±2,2	±4,6
42	ТП-27 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТПШЛ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1673-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9
				реактивная			±2,2	±4,6
43	ТП-27а 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТПШЛ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9
				реактивная			±2,2	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
44	ТП-28 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТНШЛ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1673-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±0,8	±2,9
45	ТП-28 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТНШЛ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1673-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		реактивная	±2,2	±4,6
46	ТП-28а 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТНШЛ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9
47	ТП-28а 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТНШЛ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		реактивная	±2,2	±4,6
48	ТП-29 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТНШЛ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1673-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
49	ТП-20 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±0,8	±2,9
50	ТП-20 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		реактивная	±2,2	±4,6
51	РП-34 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.1, ВЛ-604 6 кВ	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±2,7
52	РП-34 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.2, ВЛ-605 6 кВ	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,6	±4,3
53	ТП-104 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.4, КЛ 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
54	ТП-28а 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ЦУ 0,4 кВ Убежище	ТТИ-А Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±0,8	±2,6
55	ТП-27а 6 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ЦУ 0,4 кВ Лаборатория	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 64182-16	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,2	±4,2
56	ЩП 0,4 кВ Атлант, КЛ 0,4 кВ от ВРУ-0,4 кВ ИЛТУС	ТТИ-А Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±2,6
57	ТП-105 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.11, КЛ 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 58385-14	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,2	±4,2
58	ЩУ 0,4 кВ Вымпелком, КЛ 0,4 кВ от ШР 0,4 кВ №42	СТА Кл. т. 0,5 Ктт 25/5 Рег. № 26069-03	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
59	РП-12 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.1, КЛ 6 кВ ф.1РП-12	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 1261-08	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±1,1	±2,7
60	РП-12 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.12, КЛ 6 кВ ф.2РП-12	ТОЛ-НТЗ-10-31 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 51679-12	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		реактивная	±2,6	±4,3
61	РП-8 6 кВ, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч.70	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,7
62	ТП-25 6 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону РУ-0,4 кВ ООО ГКС	ТОП М-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 59924-15	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		реактивная	±2,6	±4,3
63	ТП-241 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ЩУ 0,4 кВ АБК	ТШП-0,66-30 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 75076-19	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,6
						реактивная	±2,2	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
64	ГПП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.1, КЛ 6 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,8
65	ГПП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч.21, КЛ 6 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,7 ±4,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с								±5

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-65 от 0 до +40 °С.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные 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.
6. Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичное устройство, утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
9. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	65
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C: - температура окружающей среды в месте расположения УСВ, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -25 до +35 от -40 до +60 от -25 до +60 от -10 до +50 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.08 (Рег. № 36697-08) для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-12) для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.08 (Рег. № 36697-17) - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 165000 220000 2 180000 2 75 000 2 70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее	113 40
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, год, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	3
Трансформатор тока	ТОП-0,66	24
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	16
Трансформатор тока	ТПЛ-10	12
Трансформатор тока	ТШП-0,66	24
Трансформатор тока	ТШЛ-0,66	18
Трансформатор тока	ТЛШ-10	18
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	8
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформатор тока	ТНШЛ-0,66	12
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	6
Трансформатор тока	ТТИ-А	6
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3
Трансформатор тока	СТА	3
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10-31	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформатор тока	ТОП М-0,66 УЗ	3
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	3
Трансформатор тока	ТШП-0,66-30	3
Трансформатор напряжения	НОЛП-6	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	15
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	21
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	27
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	8
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	7
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	85599429.446453.056.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Группа «Илим» в г. Братске, аттестованном ООО «МЦМО», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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 «Грандстройпроект»

(ООО «Грандстройпроект»)

ИНН 7801472495

Адрес: 650036, г. Кемерово, пр-т Ленина, д. 90/3, каб. 800

Телефон: (3842) 45-55-54

Факс: (3842) 45-55-54

E-mail: gsp1@kuzbassenergo.ru; gsp2@kuzbassenergo.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Грандстройпроект»

(ООО «Грандстройпроект»)

ИНН 7801472495

Адрес: 650036, г. Кемерово, пр-т Ленина, д. 90/3, каб. 800

Телефон: (3842) 45-55-54

Факс: (3842) 45-55-54

E-mail: gsp1@kuzbassenergo.ru; gsp2@kuzbassenergo.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

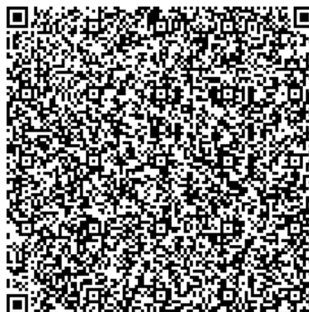
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2023 г. № 574

Регистрационный № 81851-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы ртути лабораторные РА-915Лаб

Назначение средства измерений

Анализаторы ртути лабораторные РА-915Лаб (далее - анализаторы) предназначены для измерений массы ртути в почвах, пробах пищевых продуктов и продовольственного сырья, кормах, комбикормах, кормовых и пищевых добавках, воде, водных растворах, углеводородном сырье, биосредах, твердых и жидких отходах, парфюмерно-косметической продукции, бытовой химии и других объектах. с применением методик измерений, аттестованных в установленном порядке.

Описание средства измерений

Принцип работы анализаторов заключается в контролируемом нагреве пробы в атомизаторе и дальнейшем переносе выделившейся ртути под действием встроенного побудителя расхода в аналитическую кювету, в которой определяется ее содержание методом дифференциальной атомно-абсорбционной спектроскопии с зеемановской коррекцией неселективного поглощения.

Конструктивно анализаторы выполнены в виде единого блока. Источник излучения, помещенный в зазор между полюсными наконечниками постоянного магнита, возбуждается высокочастотным генератором. Излучение последовательно проходит через поляризационный модулятор, аналитическую кювету и регистрируется фотодетектором, сигнал с которого поступает на блок электронной обработки. Выходным сигналом анализаторов является площадь, ограниченная кривой ежесекундных сигналов и базовой линией анализатора. Площадь под кривой прямо пропорциональна массе ртути, прошедшей через аналитическую кювету.

Ввод пробы в анализатор может осуществляться вручную с помощью держателей лодочек (дозаторов), либо автоматически с помощью автосамплера, позволяющего поочередно вводить для анализа до 45 проб.

Управление работой анализаторов, обработка измерительной информации и расчет результатов анализа проб осуществляется при помощи специального программного обеспечения РАПИД, установленного на персональном компьютере. Связь между компьютером и анализатором устанавливается по USB-порту.

Общий вид анализаторов, место нанесения знака утверждения типа и заводского номера приведены на рисунке 1(а,б). Пломбировка корпуса не предусмотрена. Нанесение знака поверки на анализатор не предусмотрено. Идентификация анализаторов осуществляется с помощью заводского шильда, расположенной на задней стенке анализаторов. На шильде указывается заводской номер и дата выпуска (рисунок 2).



Место нанесения знака
утверждения типа (шильд)

Место нанесения заводского
номера (шильд)

Рисунок 1 – Общий вид анализаторов ртути РА-915Лаб
а) вид спереди; б) вид сзади



Рисунок 2 – Анализатор ртути РА-915Лаб,
вид части задней панели с заводским шильдом

Программное обеспечение

Анализатор имеет автономное программное обеспечение RapidMetrology.dll (далее – ПО) предназначенное для управления работой анализаторов и процессом измерений, а также для хранения, обработки и передачи полученных данных. Сведения об идентификационных данных (признаках) ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1- Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	RapidMetrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.00.761
Цифровой идентификатор ПО	50839bca5012a138e5872e9da7020ac4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Другие идентификационные данные (если имеются)	–
Примечание – номер версии ПО должен быть не ниже, указанного в таблице. Значения цифрового идентификатора ПО, указанные в таблице, относятся только к ПО указанной версии	

Метрологически значимой частью ПО является динамически подключаемая библиотека RapidMetrology.dll. Метрологически значимая часть ПО выполняет следующие функции:

- управление работой анализатора, подключенного к персональному компьютеру;
- сбор и обработка данных, поступающих от анализатора через USB-порт;
- формирование интегрального выходного сигнала анализатора;
- градуировка анализатора с использованием выходного сигнала и вычисление результатов измерений с ее использованием;
- сохранение результатов измерений на жестком диске персонального компьютера;
- создание отчетов по результатам измерений.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «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
Диапазон измерений массы ртути в пробе, нг	от 0,5 до 500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы ртути в пробе, %	$\pm \left(\frac{0,2}{M} + 0,10 \right) \cdot 100$
* М- измеренное значение массы ртути, нг	

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время выхода анализаторов на режим, мин, не более	40
Время непрерывной работы анализаторов, ч, не более	8
Электропитание анализаторов от сети переменного тока: напряжение, В частота, Гц	220 ± 22 50 ± 1
Потребляемая мощность, В·А, не более	2000
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более	450×490×460
Масса, кг, не более	40
Условия эксплуатации:	
– температура окружающего воздуха, °С	от 10 до 35
– относительная влажность (при 25 °С), %, не более	80
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	2500
Средний срок службы, лет	5

Знак утверждения типа

наносится на шильд с заводским номером и обозначением анализатора, прикрепляемый на задней панели корпуса в виде наклейки, и титульный лист Руководства по эксплуатации методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность анализаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор ртути лабораторный	РА-915Лаб	1 шт.
Электронный носитель с записанным программным обеспечением и руководством пользователя программным обеспечением	В0300-00-00-000 РП	1 шт.
Лодочка (дозатор)	-	5 шт.
Держатель лодочки	-	2 шт.
Кабель сетевой	-	1 шт.
Кабель интерфейсный	-	1 шт.
Автосамплер	В0310-00-00-000	По заказу
Комплект-ЗИП	-	1 шт.
Формуляр	В0300-00-00-000 ФО	1 экз.
Руководство по эксплуатации	В0300-00-00-000 РЭ	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе «Анализаторы ртути лабораторные РА-915Лаб. Руководство по эксплуатации» В0300-00-00-000 РЭ, разделы 3.3 и 3.4.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений содержания неорганических компонентов в жидких и твердых веществах и материалах, утвержденная приказом Росстандарта от 19 февраля 2021 г. № 148;

ТУ 26.51.53-952-45549798-2020 Анализаторы ртути лабораторные РА-915Лаб.
Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Люмэкс-маркетинг»
(ООО «Люмэкс-маркетинг»)
ИНН 7801472150

Адрес: 195220, г. Санкт-Петербург, ул. Обручевых, д.1, лит. Б, пом. 1Н, ком. 84
Телефон/Факс: +7 (812) 335-03-36
E-mail: lumex@lumex.ru

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «Люмэкс-маркетинг»
(ООО «Люмэкс-маркетинг»)
ИНН 7801472150

Адрес: 195220, г. Санкт-Петербург, ул. Обручевых, д. 1, лит. Б, пом. 1Н, комн. 84
Телефон/Факс: +7 (812) 335-03-36
E-mail: lumex@lumex.ru

Общество с ограниченной ответственностью «Люмэкс» (ООО «Люмэкс»)
ИНН 7816033050

Адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Михайлова, д.11, лит. И,
корпус 205, пом. 1-Н, комната 25
Телефон/Факс: +7 (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., 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.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы многокомпонентные «АВТОТЕСТ»

Назначение средства измерений

Газоанализаторы многокомпонентные «АВТОТЕСТ» (далее – приборы) предназначены для одновременного измерения объемной доли оксида и диоксида углерода, углеводородов, кислорода, окислов азота в отработавших газах, температуры масла, а также частоты вращения коленчатого вала двигателя автомобиля, находящихся в эксплуатации, при выпуске из производства и после ремонта

Описание средства измерений

Принцип действия приборов основан на избирательном поглощении инфракрасного излучения молекулами углеводородов, диоксида углеводорода и оксида углерода в аналитических областях спектра. Концентрация кислорода определяется электрохимическим методом. Частота вращения вала двигателя измеряется высоковольтным индуктивным датчиком.

Аналитические сигналы каналов измерений приборов преобразуются микропроцессором по специальному алгоритму и отображаются в единицах измеряемых величин на дисплее. Одновременно результаты измерений могут быть распечатаны на встроенном печатающем устройстве с указанием номера прибора. Двухканальная система доставки и подготовки пробы обеспечивает 2-х ступенчатую очистку газов от механических частиц и автоматическую эвакуацию конденсата из системы, а также автоматическую коррекцию нуля без отключения пробозаборной системы. Для отрицательных рабочих температур предусмотрена обогреваемая пробозаборная труба доставки пробы газа, поставляется по заказу потребителя.

В приборе предусмотрена возможность ввода с панели прибора или пульта управления идентификационного номера автомобиля и передачи результатов измерения в виде протокола в автоматизированные линии технического контроля (ЛТК) с многопостовой организацией диагностирования.

В приборах ряда модификаций обеспечивается автоматическая компенсация изменения атмосферного давления. Без этой функции данные приборы поставляются по заказу

Приборы выпускаются трех классов точности: 0, I, II.

Перечень выпускаемых модификаций и их назначение приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень выпускаемых модификаций и их назначение

Класс приборов	Модификация	Назначение
I	АВТОТЕСТ-01.00	Анализ воздуха в котельных: - измерение концентрации оксида углерода
II	АВТОТЕСТ-01.02 АВТОТЕСТ-01.02 П**	Измерение: - концентрации оксида углерода и углеводородов; - частоты вращения коленчатого вала двигателя; - рабочей температуры моторного масла двигателя*.
II	АВТОТЕСТ-01.04 АВТОТЕСТ-01.04 П**	Измерение: - концентрации оксида углерода и углеводородов; - частоты вращения коленчатого вала карбюраторного двигателя; - рабочей температуры моторного масла двигателя*.
I, II	АВТОТЕСТ-01.03 АВТОТЕСТ-01.03 П**	Измерение: - концентрации оксида углерода, диоксида углерода, углеводородов, кислорода, окислов азота*; - вычисление λ – параметра; - измерение рабочей температуры моторного масла двигателя; - частоты вращения коленчатого вала карбюраторного двигателя.
0, I	АВТОТЕСТ-02.02 АВТОТЕСТ-02.02 П**	Измерение: - концентрации оксида углерода, диоксида углерода, углеводородов и кислорода; - вычисление λ – параметра; - измерение рабочей температуры моторного масла двигателя; - частоты вращения коленчатого вала карбюраторного двигателя.
0, I	АВТОТЕСТ-02.03 АВТОТЕСТ-02.03 П**	Измерение: - концентрации оксида углерода, диоксида углерода, углеводородов, кислорода и окислов азота; - вычисление λ – параметра; - измерение рабочей температуры моторного масла двигателя; - частоты вращения коленчатого вала карбюраторного двигателя.
* - по заказу потребителя. ** - индекс «П» в наименовании модификации означает наличие встроенного печатающего устройства		

Заводской номер газоанализаторов в числовом формате указывается методом печати на маркировочной наклейке, расположенной на измерительном датчике.

Общий вид газоанализаторов многокомпонентных «АВТОТЕСТ» представлен на рисунках 1 – 6. Вид маркировочной таблички представлен на рисунке 7.



Рисунок 1 – Общий вид приборов АВТОТЕСТ-01.00



Рисунок 2 - Общий вид приборов АВТОТЕСТ-01.02 П



Рисунок 3 - Общий вид приборов АВТОТЕСТ-01.03



Рисунок 4 - Общий вид приборов АВТОТЕСТ-01.04 П



Рисунок 5 - Общий вид приборов АВТОТЕСТ-02.02



Рисунок 6 - Общий вид приборов АВТОТЕСТ-02.03 П

Место указания
заводского номера



Рисунок 7 – Маркировочная табличка

Для ограничения несанкционированного доступа проводят пломбирование приборов посредством заполнения чашки одного из винтов крепления задней панели приборов мастикой и вдавливания в него клейма. Схема пломбировки приведена на рисунке 8.

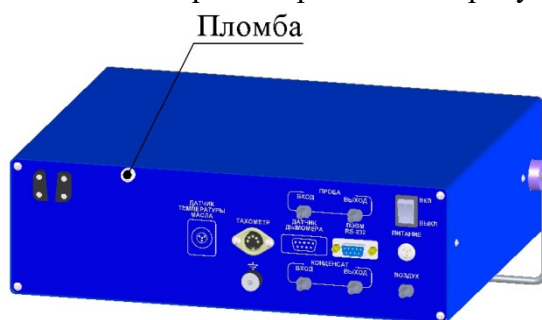


Рисунок 8 – Схема пломбировки

Программное обеспечение

Для работы с приборами применяется встроенное программное обеспечение (далее – ВПО), которое устанавливается изготовителем в контроллер приборов при его производстве. ВПО служит для управления функциональными возможностями приборов, проведения измерений, обработки и отображения результатов измерений.

Контроллер приборов, а также его интерфейс после загрузки ВПО пломбуются. После этого ВПО не может быть модифицировано или загружено через какой-либо другой интерфейс. Идентификация ВПО не доступна через интерфейс пользователя. Защита ВПО и измерительной информации от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077–2014.

Идентификационные данные ВПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ВПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики газоанализаторов многокомпонентных «АВТОТЕСТ» (II класс)

Измеряемый компонент	Диапазон измерений	Цена деления шкалы	Участок диапазона измерений	Пределы допускаемой погрешности	
				абсолютной	относительной
Углеводороды*	от 0 до 3000 млн ⁻¹	1 млн ⁻¹	от 0 до 333 млн ⁻¹ включ. св. 333 до 3000 млн ⁻¹ включ.	±20 млн ⁻¹ -	- ±6 %
Оксид углерода	от 0 до 7 % (об. доля)	0,01 %	от 0 до 3,3 % включ. св. 3,3 до 7,0 % включ.	±0,2 % -	- ±6 %
Диоксид углерода	от 0 до 16 % (об. доля)	0,1 %	от 0 до 16 % включ.	±1 %	-
Кислород	от 0 до 21 % (об. доля)	0,1 %	от 0 до 3,3 % включ. св. 3,3 до 21,0 % включ.	±0,2 % -	- ±6 %
λ - параметр	от 0,5 до 2,0	0,001	-	не нормируется	
Частота оборотов	от 0 до 8000 мин ⁻¹	10 мин ⁻¹ 100 мин ⁻¹	от 0 до 5000 мин ⁻¹ включ. св. 5000 до 8000 мин ⁻¹ включ.	-	±2,5 %
Температура масла	от 0 до 125 °С	1 °С	от 0 до 125 °С включ.	±2,0 °С	-
* - данные приведены в пересчете на гексан					

Таблица 4 - Метрологические характеристики газоанализаторов многокомпонентных «АВТОТЕСТ» (I класс)

Измеряемый компонент	Диапазон измерений	Цена деления шкалы	Участок диапазона измерений	Пределы допускаемой погрешности	
				абсолютной	относительной
Углеводороды*	от 0 до 2000 млн ⁻¹	1 млн ⁻¹	от 0 до 240 млн ⁻¹ включ. св. 240 до 2000 млн ⁻¹ включ.	±12 млн ⁻¹ -	- ±5 %
Оксид углерода	от 0 до 5 % (об. доля)	0,01%	от 0 до 1,5 % включ. св. 1,5 до 5,0 % включ.	±0,06 % -	- ±4 %
Диоксид углерода	от 0 до 16 % (об. доля)	0,1 %	от 0 до 12,5 % включ. св. 12,5 до 16,0 % включ.	±0,5 % -	- ±4 %
Кислород	от 0 до 21 % (об. доля)	0,1 %	от 0 до 2,5 % включ. св. 2,5 до 21,0 % включ.	±0,1 % -	- ±4 %
Окислы азота	от 0 до 5000 млн ⁻¹	10 млн ⁻¹	от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ. св. 1000 до 5000 млн ⁻¹ включ.	±50 млн ⁻¹ -	- ±5 %
λ - параметр	от 0,5 до 2,0	0,001		не нормируется	
Частота оборотов	от 0 до 8000 мин ⁻¹	10 мин ⁻¹ 100 мин ⁻¹	от 0 до 5000 мин ⁻¹ включ. св. 5000 до 8000 мин ⁻¹ включ.	-	±2,5 %
Температура масла	от 0 до 125 °С	1 °С	от 0 до 125 °С включ.	±2,0 °С	-
* - данные приведены в пересчете на гексан					

Таблица 5 - Метрологические характеристики газоанализаторов многокомпонентных «АВТОТЕСТ» (0 класс)

Измеряемый компонент	Диапазон измерений	Цена деления шкалы	Участок диапазона измерений	Пределы допускаемой погрешности	
				абсолютной	относительной
Углеводороды*	от 0 до 2000 млн ⁻¹	1 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ. св. 200 до 2000 млн ⁻¹ включ.	±10 млн ⁻¹ -	- ±5 %
Оксид углерода	от 0 до 5 % (об. доля)	0,01%	от 0 до 1 % включ. св. 1 до 5 % включ.	±0,03 % -	- ±3 %
Диоксид углерода	от 0 до 16 % (об. доля)	0,1 %	от 0 до 12,5 % включ. св. 12,5 до 16 % включ.	±0,5 % -	- ±4 %
Кислород	от 0 до 21 % (об. доля)	0,1 %	от 0 до 3,3 % включ. св. 3,3 до 21,0 % включ.	±0,1 % -	- ±3 %
Окислы азота	от 0 до 5000 млн ⁻¹	10 млн ⁻¹	от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ. св. 1000 до 5000 млн ⁻¹ включ.	±50 млн ⁻¹ -	- ±5 %
λ - параметр	от 0,5 до 2,0	0,001	-	не нормируется	
Частота оборотов	от 0 до 8000 мин ⁻¹	10 мин ⁻¹ 100 мин ⁻¹	от 0 до 5000 мин ⁻¹ включ. св. 5000 до 8000 мин ⁻¹ включ.	-	±2,5 %
Температура масла	от 0 до 125 °С	1 °С	от 0 до 125 °С включ.	±2,0 °С	-
* - данные приведены в пересчете на гексан					

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Расход анализируемого газа, л/ч, не менее	60
Время установления выходного сигнала (показаний), с, не более:	
- для каналов измерения CO, CO ₂ и CH	30
- для канала измерения O ₂ и NO _x	60
Время установления рабочего режима, мин, не более	30
Электропитание приборов:	
- от сети постоянного тока напряжением, В	12,6±2
- от сети переменного тока (220 ⁺¹⁰ % ₋₁₅ % В, 50±1 Гц) через блок питания постоянного тока напряжением, В	12
Потребляемая мощность, Вт:	
- для модификаций АВТОТЕСТ-01	20
- для модификаций АВТОТЕСТ-02	25
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более:	
- для модификаций АВТОТЕСТ-01	330×110×270
- для модификаций АВТОТЕСТ-02	410×135×270
Масса, кг, не более:	
- для модификаций АВТОТЕСТ-01	4,5
- для модификаций АВТОТЕСТ-02	5,5
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	10000
Срок службы, лет, не менее	4
Условия эксплуатации:	
- диапазон рабочих температур, °С	от 0 до 40
- относительная влажность воздуха, %, не более	95

Знак утверждения типа

наносится методом печати на маркировочную табличку на задней панели приборов и на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество для модификации, шт.					
		АВТОТЕСТ-01.02	АВТОТЕСТ-01.04	АВТОТЕСТ-01.03	АВТОТЕСТ-02.02	АВТОТЕСТ-02.03	АВТОТЕСТ-01.00
Блок измерительный «АВТОТЕСТ»	М 047.000.00.08 (09)*	1	-	-	-	-	-
	М 047.000.00.10 (11)*	-	1	-	-	-	-
	М 047.000.00.20 (21)*	-	-	1	-	-	-
	М 057.000.00	-	-	-	1	-	-
Блок измерительный «АВТОТЕСТ»	М 057.000.00-01	-	-	-	-	1	-
	М 047.000.00	-	-	-	-	-	1
Блок питания	БП 220/12 В 3 А	1	1	1	1	1	1
Пробозаборная трубка (6м)	М 008.00.000.01	1	1	1	1	1	1
Пробозаборник	М 047.500.00	1	1	1	1	1	1
Фильтр (каплеуловитель)	М 047.640.00	1	1	1	1	1	1

Наименование	Обозначение	Количество для модификации, шт.					
		АВТОТЕСТ-01.02	АВТОТЕСТ-01.04	АВТОТЕСТ-01.03	АВТОТЕСТ-02.02	АВТОТЕСТ-02.03	АВТОТЕСТ-01.00
Трубка Т4 (2м)	ПВХ 4×1,5	-	-	-	1	1	1
Трубка Т1 (30 мм)	ПВХ 4×1,5	2	2	2	2	2	1
Трубка Т2 (150 мм)	ПВХ 4×1,5	2	2	2	2	2	1
Трубка Т3 (210 мм)	ПВХ 4×1,5	1	1	1	1	1	1
Кабель питания К1	М 047.805.00-01	1	1	1	1	1	1
Датчик тахометра К2	М 046.000.00	1	1	1	1	1	-
Датчик температуры масла	М 057.630.00	1**	1**	1	1	1	-
Рассекатель	М004.06.01.00.00	-	1	-	-	-	-
Трубка	М 004.07.00.00.01	-	1	-	-	-	-
Кронштейн	М 005.04.01.03.00	-	1	-	-	-	-
Оптический датчик	-	-	1	-	-	-	-
Контрольный светофильтр	-	-	1	-	-	-	-
Кабель связи с ПЭВМ**	М 008.10.000.00-07	1	1	1	1	1	1
Комплект запасных частей							
Патрон фильтра грубой очистки	М 008.02.100.00	2	2	2	2	2	2
Объемный фильтр	М 047.630.04	4	4	4	4	4	4
Фильтр тонкой очистки (диск)	М 047.600.04	100	100	100	100	100	100
Фильтр тонкой очистки газа БИГУР GB702	-	8	8	8	8	8	8
Фильтр тонкой очистки газа БИГУР GB 202	-	2	2	2	2	2	2
Фильтрующий агент	-	2	2	2	2	2	2
Отвертка	М 008.00.00.02-01	1	1	1	1	1	1
Термобумага ф. 57×30 мм в рулонах*	-	1	1	1	1	1	1
Пульт управления**	-	-	-	-	1	1	-
Эксплуатационная документация							
Руководство по эксплуатации	В зависимости от модификации	1	1	1	1	1	1
Паспорт		1	1	1	1	1	1
Методика поверки	-	1	1	1	1	1	1
* - для модификаций приборов со встроенным печатающим устройством ** - по заказу потребителя							

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в:

- разделе 2 «Использование по назначению» «Газоанализаторы многокомпонентные АВТОТЕСТ-02.02 АВТОТЕСТ-02.03. Руководство по эксплуатации. М 057.000.000 РЭ»;
- разделе 2 «Использование по назначению» «Газоанализатор модификации: АВТОТЕСТ-01.00. Руководство по эксплуатации. М 047.000.00-01 РЭ»;
- разделе 2 «Использование по назначению» «Газоанализаторы многокомпонентные модификации АВТОТЕСТ-01.02, АВТОТЕСТ-01.04, АВТОТЕСТ-01.03. Руководство по эксплуатации. М 047.000.00 РЭ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2315;

ГОСТ 33997-2016 Колесные транспортные средства. Требования к безопасности в эксплуатации и методы проверки;

ТУ 43 2131-047-21298618-2005 Газоанализаторы многокомпонентные «АВТОТЕСТ». Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственная фирма «МЕТА» (ООО НПФ «МЕТА»)

ИНН 6345019613

Адрес: 446359, Самарская обл., г. Жигулевск, ул. Морквашинская, д. 55 «А»

Тел.: +7 (84862) 2-18-55, +7 (84862) 2-39-48

E-mail: msk@meta-ru.ru, marketing@meta-ru.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автопрогресс-М»
(ООО «Автопрогресс-М»)

Адрес: 125167, г. Москва, ул. Викторенко, д. 16, стр. 1

Тел.: +7 (495) 120-03-50

E-mail: info@autoproggress-m.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311195.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2023 г. № 574

Регистрационный № 67843-17

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН-24-РК-А003 на НПС «Комсомольская»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН-24-РК-А003 на НПС «Комсомольская» (далее - СИКН) предназначена для автоматизированных динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводу, с фиксацией массы нефти за отчетный интервал времени (измерение и регистрация массы нефти с нарастающим итогом).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти. При прямом методе динамических измерений массу брутто нефти измеряют при помощи счетчиков-расходомеров массовых и результат измерений массы брутто получают непосредственно.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов. Часть измерительных компонентов СИКН формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК), метрологические характеристики которых определяются комплексным методом.

В состав СИКН входят:

- блок измерительных линий, имеющий три рабочие и одну контрольно-резервную измерительные линии (далее – ИЛ), параллельная работа рабочих ИЛ обеспечивает необходимый диапазон динамических измерений массы нефти, контрольно-резервная ИЛ, используемая как резервная или контрольная для проведения контроля метрологических характеристик счетчика-расходомера массового;

- блок измерений показателей качества нефти (далее – БИК), предназначенный для измерений температуры, давления, плотности нефти, а также для индикации вязкости, объемной доли воды в нефти;

- пробозаборное устройство щелевого типа с лубрикатором;

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная стационарная с четырехходовым краном и переключателем "Orange Research" (типа "сухой контакт", для контроля протечек), предназначенная для поверки и контроля метрологических характеристик счетчика-расходомера массового;

- узел подключения установки поверочной на базе мерников, предназначенной для поверки установки поверочной трубопоршневой двунаправленной стационарной;

- узел подключения промывочной установки, предназначенной для промывки установки поверочной трубопоршневой двунаправленной стационарной;

- узел подключения передвижной поверочной установки;
- система обработки информации.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на аналогичные 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
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (модификации DS, DH, DT, DL, CMF, F, R, T, CNG050, H, LF) модели CMF, модификации CMFHC2 (далее – СРМ)	45115-10
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835, 7845, 7846, 7847) модели 7835 (далее – ПП)	15644-06
Датчики температуры 644, 3144Р модели 3144Р (далее – ДТ)	39539-08
Преобразователи давления измерительные 3051S (далее – ДД)	24116-08
Преобразователи давления измерительные 3051 (далее – ДД)	14061-10
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные (мод. 7825, 7826, 7827, 7829) модели 7827 (далее – ПВя)	15642-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее – ПВ)	14557-10
Расходомер UFM 3030	32562-09
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – ТПУ)	20054-12
Вычислители расхода жидкости и газа (мод. 7950, 7951, 7955) модели 7951 (далее - ИВК)	15645-06
Комплекс измерительно-вычислительный и управляющий на базе платформы Logix (далее - ПЛК)	42664-09

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления нефти утвержденных типов. В БИК установлены средства измерения, которые допускается калибровать:

- индикатор расхода (расходомер UFM 3030) для контроля выполнения условий изокINETичности;
- индикатор объемного содержания воды (влагомеры нефти поточные УДВН-1пм) для оперативного контроля объемного содержания воды в нефти;
- индикатор вязкости (преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные (мод. 7825, 7826, 7827, 7829) модели 7827) для оперативного контроля вязкости нефти.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированные измерения массы и массового расхода нефти прямым методом динамических измерений за установленные интервалы времени в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, массовой доли воды в нефти;
- автоматизированные измерения температуры, давления, плотности, контроль объемного расхода нефти через БИК, вязкости, заполнения бачков автоматических пробоотборников и объемной доли воды в нефти;
- измерения давления и температуры нефти с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;

- проверка и контроль метрологических характеристик СРМ с применением поверочной установки;
- контроль метрологических характеристик СРМ, установленном на рабочей ИЛ, по СРМ, установленном на контрольно-резервной ИЛ, применяемом в качестве контрольного;
- автоматический и ручной отбор проб нефти в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль технологических параметров нефти в СИКН, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защита алгоритма и программы СИКН от несанкционированного доступа установкой паролей разного уровня доступа;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Заводской номер СИКН, состоящий из семи цифр, нанесен на маркировочную табличку, закрепленную на БИК СИКН, методом металлографии.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, на фланцевых соединениях и преобразователе серии 2700 СРМ, ИВК предусмотрены места для установки пломб. Опломбирование СРМ осуществляется нанесением знака поверки давлением на свинцовые (пластмассовые) пломбы, установленные на контрольной проволоке, пропущенные через отверстия в шпильках, расположенных на диаметрально противоположных фланцах первичного преобразователя СРМ, контрольной проволоке, установленной на преобразователе серии 2700, согласно рисунку 1. Опломбирование ИВК осуществляется нанесением знака поверки давлением на свинцовые (пластмассовые) пломбы, установленные на контрольной проволоке, пропущенные через отверстия завернутых винтов крышки, закрывающей корпус замка, согласно рисунку 2.

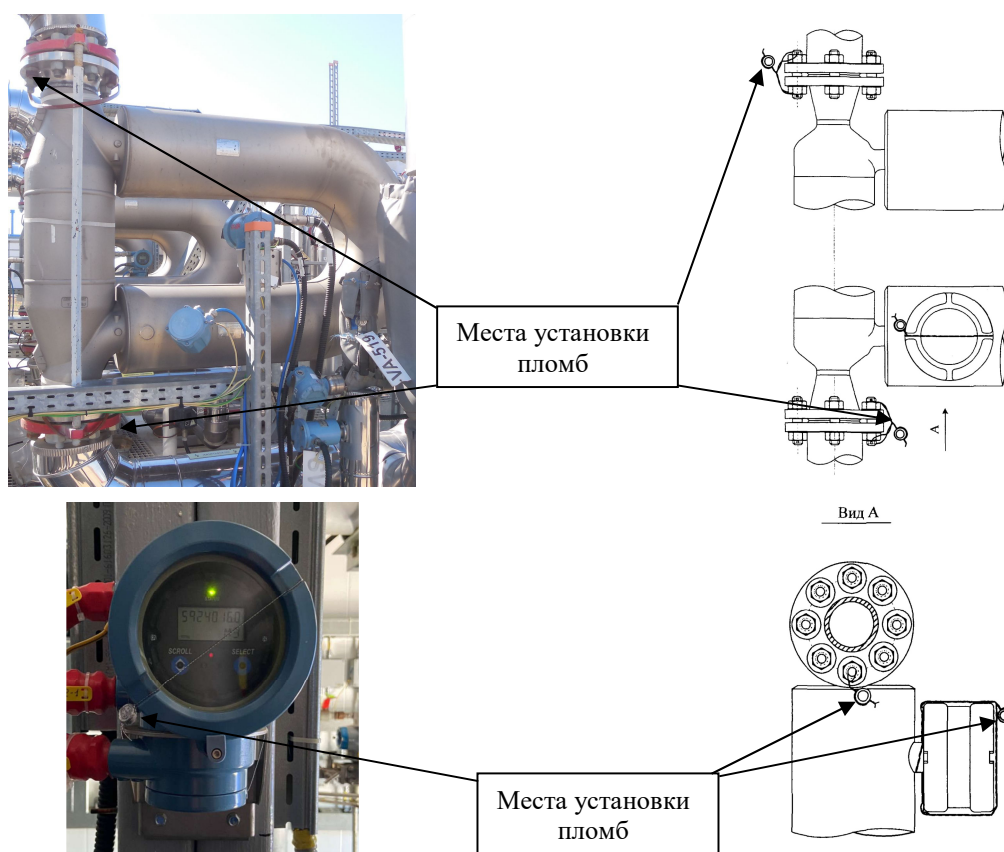


Рисунок 1 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки СРМ СИКН



Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки ИВК СИКН

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в ИВК, ПЛК и автоматизированном рабочем месте оператора СИКН.

ПО ИВК и ПЛК согласно описаний типа на них не имеют идентификационных признаков. ПО ПЛК не относится к метрологически значимой части ПО СИКН и предназначено для контроля и управления технологическими процессами. Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблице 2.

Уровень защиты ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом влияния ПО.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ-оператора	ИВК
Идентификационное наименование ПО	ОЗНА-Flow (супервизорная система)	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3.1	2510 Iss 4.46
Цифровой идентификатор ПО	A150EA10	-

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН приведены в таблицах 3, 4 и 5.

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной (абсолютной) погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1, 2,3,4	ИК массового расхода и массы нефти	4 (ИЛ 1, ИЛ 2, ИЛ 3, ИЛ 4)	СРМ	ИВК	от 124 до 339 т/ч	$\pm 0,25\%$ ¹⁾ , $\pm 0,20\%$ ²⁾
5, 6	ИК объемного содержания воды в нефти	2 (БИК)	ПВ	ИВК	от 0,01 до 1 %	($\pm 0,05\%$)
7-10	ИК импульсов (измерения периода импульсов) ³⁾	4 (шкаф ИВК)	ИВК		от 100 до 5000 мкс	($\pm 0,03$) мкс
11-30	ИК тока ⁴⁾	20 (шкаф ИВК)	ИВК		от 4 до 20 мА	$\pm 0,14\%$ (приведенная к диапазону)

¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода и массы нефти с СРМ, установленными на рабочих ИЛ, и со СРМ, установленном на контрольно-резервной ИЛ, применяемым в качестве резервного.

²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода и массы нефти со СРМ, установленным на контрольно-резервной ИЛ, применяемым в качестве контрольного.

³⁾ ИК импульсов применяют для подключения ПП и ПВя, установленных в БИК

⁴⁾ ИК тока применяют для подключения датчиков температуры и давления, установленных на ИЛ 1, ИЛ 2, ИЛ 3, ИЛ 4, и в БИК.

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти *, т/ч	от 124 до 1016
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений	

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	4 (три рабочие и одна контрольно-резервная)
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: напряжение переменного тока, В 3-х фазное однофазное частота переменного тока, Гц	380 220±22 50
Климатические условия применения: - температура окружающего воздуха, °С	от -38 до +45
Средний срок службы, лет, не менее	10
Параметры измеряемой среды	
Избыточное давление измеряемой среды в СИКН, МПа	от 0,2 до 1,6
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +50
Плотность измеряемой среды в рабочих условиях, кг/м ³	от 750 до 890
Кинематическая вязкость при рабочей температуре, мм ² /с	от 1 до 40
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Содержание свободного газа	не допускается

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН-24-РК-А003 на НПС «Комсомольская», заводской № 208-2016	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти «СИКН-24-РК-А003 на НПС «Комсомольская»	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти «СИКН-24-РК-А003 на НПС «Комсомольская».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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»;

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие ОЗНА – Инжиниринг»
(ООО «НПП ОЗНА – Инжиниринг»)
ИНН 0278096217
Адрес: 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Менделеева, д. 205 а
Телефон: (347) 292-79-10
Факс: (347) 292-79-15
E-mail: ozna-eng@ozna.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»)
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: (843) 272-70-62
Факс: (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 «17» марта 2023 г. № 574

Регистрационный № 79405-20

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 19

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 19 (далее – СИКН) предназначена для автоматизированного измерения массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия системы измерений количества и показателей качества нефти № 19 (далее – СИКН) основан на косвенном методе динамических измерений по результатам измерений объема нефти, давления, температуры, влагосодержания и плотности.

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

СИКН, заводской № 19, состоит из:

- блока измерительных линий (далее – БИЛ), состоящего из трех рабочих измерительных линий (далее – ИЛ), двух резервных ИЛ и одной контрольной ИЛ (общей с системой измерений количества и показателей качества нефти № 20);
- блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК);
- узла подключения передвижной поверочной установки;
- системы обработки информации (далее – СОИ).

Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКН:

- преобразователи расхода жидкости ультразвуковые DFX-ММ модели DFX16 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 57471-14);
- преобразователи давления измерительные АИР-20/М2 модификации АИР-20/М2-Н (регистрационный номер 63044-16);
- датчики температуры ТМТ142R (регистрационный номер 63821-16);
- датчики температуры Rosemount 3144Р (регистрационный номер 63889-16);
- преобразователи плотности и расхода CDM модификации CDM100P (регистрационный номер 63515-16);
- преобразователи плотности и вязкости FVM (регистрационный номер 62129-15);

– влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (регистрационный номер 14557-15);
– комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (регистрационный номер 67527-17)
(далее – ИВК).

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

– измерение в автоматическом режиме массы брутто нефти и объемного расхода нефти;
– автоматизированное вычисление массы нетто нефти, используя результаты измерений

в лаборатории массовой доли механических примесей, результаты измерений в лаборатории массовой концентрации хлористых солей, а также значение массовой доли воды, вычисленное по результатам измерений объемной доли воды;

– измерение в автоматическом режиме плотности, температуры и давления нефти;
– ручной ввод в СОИ результатов лабораторных анализов проб нефти;
– регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
– формирование и хранение журнала событий;
– защиту системной информации от несанкционированного доступа.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения знаков поверки в виде оттисков поверительных клейм или наклеек на СИ, входящих в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006. Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

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

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

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014. Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	d1d130e5
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	6ae1b72f
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.18
Цифровой идентификатор ПО	1994df0b

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.20
Цифровой идентификатор ПО	6aa13875
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.11
Цифровой идентификатор ПО	4bc442dc
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.28
Цифровой идентификатор ПО	58049d20
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.3
Цифровой идентификатор ПО	29c26fcf
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.6
Цифровой идентификатор ПО	4c134dd0
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.5
Цифровой идентификатор ПО	5e6ec20d
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.4
Цифровой идентификатор ПО	86fff286
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	f3578252
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.12
Цифровой идентификатор ПО	e2edee82
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.17
Цифровой идентификатор ПО	5b181d66

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.3.1
Цифровой идентификатор ПО	62b3744e
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.5
Цифровой идентификатор ПО	c5136609
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	c25888d2
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.4
Цифровой идентификатор ПО	82dd84f8
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.50
Цифровой идентификатор ПО	4ecfdc10
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.14
Цифровой идентификатор ПО	c14a276b
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	8da9f5c4
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	41986ac5
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.2.1
Цифровой идентификатор ПО	adde66ed
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.2
Цифровой идентификатор ПО	2a3adf03

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	c73ae7b9
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.34
Цифровой идентификатор ПО	df6e758c
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.33
Цифровой идентификатор ПО	37cc413a
Примечания 1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИВК в зависимости от функционального назначения в применяемой измерительной системе. 2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде прописных или строчных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр или букв. 3. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора – CRC32	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода *, м ³ /ч	от 1100 до 9500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
*Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от 3 до 35
Диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 0,7 до 2,5
Физико-химические свойства измеряемой среды: – плотность в рабочем диапазоне температур, кг/м ³ – кинематическая вязкость, сСт – массовая доля воды, %, не более – концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более	от 857,0 до 878,6 от 12,1 до 29,5 0,5 900 0,05

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
– содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	$220^{+22}_{-22} / 380^{+38}_{-38}$ 50 ± 1
Условия эксплуатации СИКН: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки измерительных линий – в месте установки СОИ б) относительная влажность, % в) атмосферное давление, кПа	от -48 до +41 от +15 до +35 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа наносится

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 19	–	1 шт.
Комплект эксплуатационной документации	–	1 экз.
Методика поверки	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 19 ЛПДС «Нурлино» Черкасское НУ АО «Транснефть – Урал», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 313-RA.RU.312546-2022.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Метрология» (АО «Транснефть – Метрология»)
ИНН 7723107453
Адрес: 123112, Россия, Москва, Пресненская набережная, д. 4, стр. 2
Телефон (факс): (495) 950-87-00, (495) 950-85-97
Web-сайт: www.centermo.transneft.ru
E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП» (ООО Центр Метрологии «СТП»)
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 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.

В части вносимых изменений

Акционерное общество «Транснефть – Метрология» (АО «Транснефть – Метрология»)
ИНН 7723107453
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2
Телефон (факс): (495) 950-87-00, (495) 950-85-97
Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>
E-mail: cmo@cmo.transneft.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.