ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» января 2022 г. № 181

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические	РГС-100	Е	84485-22	224-126, 224-127, 224-128	Открытое акционерное общество "Курганский завод химического машиностроения" (ОАО "Курганхиммаш"), г. Курган	Открытое акционерное общество "Курганский завод химического машиностроения" (ОАО "Курганхиммаш"), г. Курган	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Пензенское районное управление Акционерное общество "Транснефть-Дружба" (ПРУ АО "Транснефть-Дружба"), Самарская обл., г. Сызрань	ФБУ "Пензенский ЦСМ", г. Пенза	30.07.2021
2.	Сенсоры энергомониторинга	Voltaware	С	84486-22	№1- 9133, №2-5229	Cvilux Electronics (DongGuan) Co., Ltd., Китай	Общество с ограниченной ответственностью "Вольтавер Сервисиз" (ООО "Вольта"), г. Москва	ОС	206.1-071-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Вольтавер Сервисиз" (ООО "Вольта"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	04.08.2021
3.	Система I/A Series установки ХВО	Обозначение отсут-	Е	84487-22	11	Фирма "Invensys Systems Inc." США	Публичное акционерное общество "Са-	ОС	МП 1291-9-2021	4 года	Публичное акционерное общество "Са-	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им.	17.09.2021

	ПАО "Саратовский НПЗ"	ствует					ратовский НПЗ" (ПАО "Саратовский НПЗ"), г. Саратов				ратовский НПЗ" (ПАО "Саратовский НПЗ"), г. Саратов	Д.И. Менделеева", г. Казань	
4.	Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические	РГС-20	Е	84488-22	207, 208	Великолукский завод "Транснефтемаш" Акционерного общества "Транснефть - Верхняя Волга" (Великолукский завод "Транснефтемаш" АО "Транснефть - Верхняя Волга"), г. Нижний Новгород	Филиал Общества с ограниченной ответственностью "Транснефть-Балтика" - "Ярославское районное нефтепроводное управление" (ЯРНУ), г. Санкт-Петербург	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Филиал Общества с ограниченной ответственностью "Транснефть-Балтика" - "Ярославское районное нефтепроводное управление" (ЯРНУ), г. Санкт-Петербург	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Казань	13.08.2021
5.	Газоанализаторы инфракрасные	Picarro	С	84489-22	Модель G2307, заводской номер 3821-LBDS2036	Компания "Picarro, Inc.", США	Компания "Picarro, Inc.", США	ОС	МП 205-09-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "МИТ-масс-спектрометрические инновационные технологии" (ООО "МИТ"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	08.10.2021
6.	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические	РВС-400	Е	84490-22	Е-1, Е-2, Е-3, Е-4, Е-5, Е-15, Е-16, Е-17	Акционерное общество "Рязанская нефтеперерабатывающая компания" (АО "РНПК"), г. Рязань	Акционерное общество "Рязанская нефтеперерабатывающая компания" (АО "РНПК"), г. Рязань	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Акционерное общество "Рязанская нефтеперерабатывающая компания" (АО "РНПК"), г. Рязань	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	10.09.2021
7.	Резервуар	РВС-	Е	84491-22	884	Общество с	Общество с	ОС	ГОСТ	5 лет	Акционерное	ООО ИК "СИ-	10.09.2021

	стальной вертикальный цилиндрический	1000				ограниченной ответственностью "Коксохиммонтаж-Резервуар" (ООО "Кхм-Р"), г. Рязань	ограниченной ответственностью "Коксохиммонтаж-Резервуар" (ООО "Кхм-Р"), г. Рязань		8.570-2000		общество "Рязанская нефтеперерабатывающая компания" (АО "РНПК"), г. Рязань	БИНТЕК", г. Москва	
8.	Дифрактометры рентгеновские	D8 ADVANCE	С	84492-22	215493	Фирма "BRUKER AXS GmbH", Германия	Фирма "BRUKER AXS GmbH", Германия	ОС	МП 75-251-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Брукер" (ООО "Брукер"), г. Москва	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Екатеринбург	20.10.2021
9.	Система измерительная контроля загазованности РСУ товарных парков ООО "ЛУКОЙЛ-УНП"	Обозначение отсутствует	Е	84493-22	СЗ-ТП-06	Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка" (ООО "ЛУКОЙЛ-УНП"), Республика Коми, г. Ухта	Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка" (ООО "ЛУКОЙЛ-УНП"), Республика Коми, г. Ухта	ОС	МП 2909/1-311229-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка" (ООО "ЛУКОЙЛ-УНП"), Республика Коми, г. Ухта	ООО ЦМ "СТП", г. Казань	29.09.2021
10.	Система измерительная контроля загазованности установки 35-11/300 ООО "ЛУКОЙЛ-УНП"	Обозначение отсутствует	Е	84494-22	СЗ-РИФ-02	Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка" (ООО "ЛУКОЙЛ-УНП"), Республика Коми, г. Ухта	Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка" (ООО "ЛУКОЙЛ-УНП"), Республика Коми, г. Ухта	ОС	МП 2809/1-311229-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка" (ООО "ЛУКОЙЛ-УНП"), Республика Коми, г. Ухта	ООО ЦМ "СТП", г. Казань	28.09.2021
11.	Система автоматизированная информационно-	Обозначение отсутствует	Е	84495-22	0274-2021	Общество с ограниченной ответственностью "Телекор ДВ" (ООО	Общество с ограниченной ответственностью "Маломырский руд-	ОС	МП-312235-164-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Телекор ДВ" (ООО	ООО "Энергокомплекс", г. Магнитогорск	09.07.2021

	измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Маломырский рудник"					"Телекор ДВ"), г. Хабаровск	ник" (ООО "Маломырский рудник"), г. Благовещенск				"Телекор ДВ"), г. Хабаровск		
12.	Система измерений количества и параметров нефти сырой УПСВ "Сорочинско-Никольская" АО "Оренбургнефть"	Обозначение отсутствует	Е	84496-22	26	Общество с ограниченной ответственностью "Метрологический центр Контрольно-измерительные технологии" (ООО "МЦ КИТ"), г. Москва	Акционерное общество "Оренбургнефть" (АО "Оренбургнефть"), г. Бузулук, Оренбургская обл.	ОС	МП 1308-9-2021	1 год	Акционерное общество "Оренбургнефть" (АО "Оренбургнефть"), г. Бузулук, Оренбургская обл.	ВНИИР - филиал ФГУП ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Казань	22.10.2021
13.	Термопреобразователи сопротивления	614	С	84497-22	338927-0001; 338928-0001; 341007-0001	Senmatic A/S, Дания	Senmatic A/S, Дания	ОС	ГОСТ 8.461-2009	2 года	Акционерное общество "Промышленная Группа "Метран" (АО "ПГ Метран"), г. Челябинск	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	11.10.2021
14.	Трансформаторы тока	ТПЛ-10-С У3	Е	84498-22	0085, 0094, 0110	Открытое акционерное общество "Самарский трансформатор" (ОАО "СТ"), г. Самара	Открытое акционерное общество "Самарский трансформатор" (ОАО "СТ"), г. Самара	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	12.10.2021
15.	Трансформатор тока	ТПЛ-10 У3	Е	84499-22	3916	Свердловский завод транс-	Свердловский завод транс-	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Общество с ограниченной	ФБУ "Ростест-Москва", г.	14.10.2021

						форматоров тока (СЗТТ), г. Свердловск (изготовлен в 1977 г.)	форматоров тока (СЗТТ), г. Свердловск (изготовлен в 1977 г.)				ответственно-стью "Инже-нерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	Москва	
16.	Трансформа-торы тока	ТФН-35М	Е	84500-22	20305, 10481, 3003, 3704, 11331, 11515, 11565, 13596, 19824, 2537, 3183, 2426, 17709, 17301, 14037, 13246, 13258, 13276, 21797, 21928, 17881	ПО "Запо-рожтрансфор-матор", Укра-ина (изготов-лены в 1971-1981 гг.)	ПО "Запо-рожтрансфор-матор", Укра-ина (изготов-лены в 1971-1981 гг.)	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Общество с ограниченной ответственно-стью "Инже-нерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	27.09.2021

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» января 2022 г. № 181

Регистрационный № 84500-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТФН-35М

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТФН-35М (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

Внешний вид трансформаторов тока представляет собой опорную конструкцию. Выводы первичной обмотки расположены на верхней части трансформаторов тока. Выводы вторичной обмотки расположены на корпусе трансформатора тока и закрываются защитной металлической крышкой с целью ограничения доступа к измерительной цепи.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТФН-35М, зав. № 20305, 10481, 3003, 3704, 11331, 11515, 11565, 13596, 19824, 2537, 3183, 2426, 17709, 17301, 14037, 13246, 13258, 13276, 21797, 21928, 17881.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

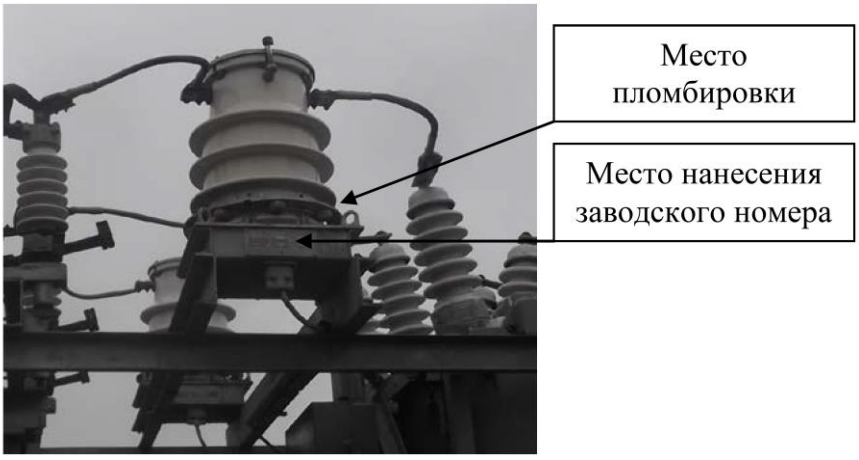

Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1.1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров		
	20305, 10481	3003, 3704, 11331, 11515, 11565, 13596, 19824	2537, 3183, 2426
Номинальное напряжение, кВ	35	35	35
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	100	150	200
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	5	5	5
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50	50	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5	0,5	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности cos φ = 0,8), В·А	50	50	50

Таблица 1.2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров		
	17709, 17301, 14037, 13246, 13258, 13276	21797, 21928	17881
Номинальное напряжение, кВ	35	35	35
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	300	400	600
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	5	5	5
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50	50	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5	0,5	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности cos φ = 0,8), В·А	50	50	50

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -40 до +40

Знак утверждения типа
Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы тока не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТФН-35М	1 шт.
Паспорт	ТФН-35М	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока ТФН-35М

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

ПО «Запорожтрансформатор», Украина (изготовлены в 1971-1981 гг.)
Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское шоссе, 3

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 проспект, д.31
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11
Факс: +7 (499) 124-99-96
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» января 2022 г. № 181

Регистрационный № 84499-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформатор тока ТПЛ-10 У3

Назначение средства измерений

Трансформатор тока ТПЛ-10 У3 (далее по тексту – трансформатор тока) предназначен для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

Трансформатор тока выполнен в виде опорной конструкции. Трансформатор тока содержит магнитопровод, первичную и вторичные обмотки. Каждая вторичная обмотка находится на своем магнитопроводе. Трансформатор тока содержит обмотки, предназначенные для измерения и учета электроэнергии, для питания цепей защиты, автоматики, сигнализации и управления. Первичная и вторичные обмотки трансформатора тока залиты эпоксидным компаундом, что обеспечивает электрическую изоляцию и защиту обмоток от проникновения влаги и механических повреждений. Выводы вторичных обмоток расположены на корпусе в нижней части трансформатора тока. Маркировка выводов первичной и вторичных обмоток рельефная и выполнена компаундом при заливке трансформатора тока в форму.

К данному типу относится трансформатор тока ТПЛ-10 У3, зав. № 3916.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий средство измерений, нанесен на маркировочной табличке в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

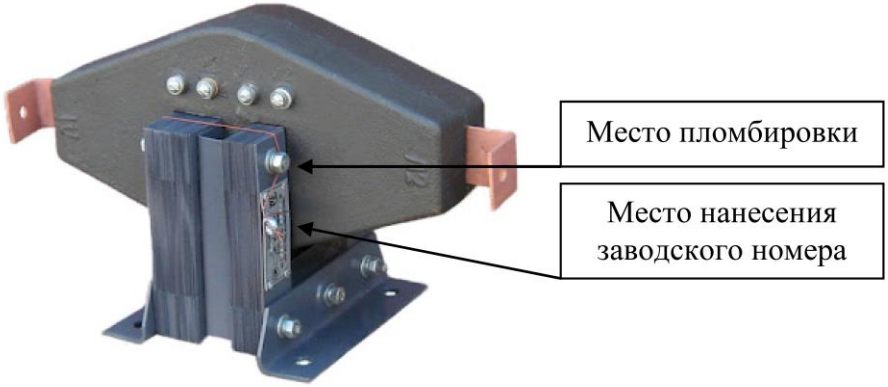

Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводского номера
	3916
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	300
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	5
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности cos φ = 0,8), В·А	10

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа
Нанесение знака утверждения типа на трансформатор тока не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТПЛ-10 У3	1 шт.
Паспорт	ТПЛ-10 У3	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформатору тока ТПЛ-10 У3
Техническая документация изготовителя

Изготовитель
Свердловский завод трансформаторов тока (СЗТТ) (изготовлен в 1977 г.)
Адрес: 620043, г. Свердловск, ул. Черкасская, 25

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 проспект, д.31
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11
Факс: +7 (499) 124-99-96
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» января 2022 г. № 181

Регистрационный № 84498-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТПЛ-10-С У3

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТПЛ-10-С У3 (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

Трансформаторы тока выполнены в виде опорной конструкции. Трансформаторы тока содержат магнитопроводы, первичную и вторичные обмотки. Каждая вторичная обмотка находится на своем магнитопроводе. Трансформаторы тока содержат обмотки, предназначенные для измерения и учета электроэнергии, для питания цепей защиты, автоматики, сигнализации и управления. Первичная и вторичные обмотки трансформаторов тока залиты эпоксидным компаундом, что обеспечивает электрическую изоляцию и защиту обмоток от проникновения влаги и механических повреждений. Выводы вторичных обмоток расположены на корпусе в нижней части трансформаторов тока. Маркировка выводов первичной и вторичных обмоток рельефная и выполнена компаундом при заливке трансформаторов тока в форму.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТПЛ-10-С У3, зав. № 0085, 0094, 0110.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

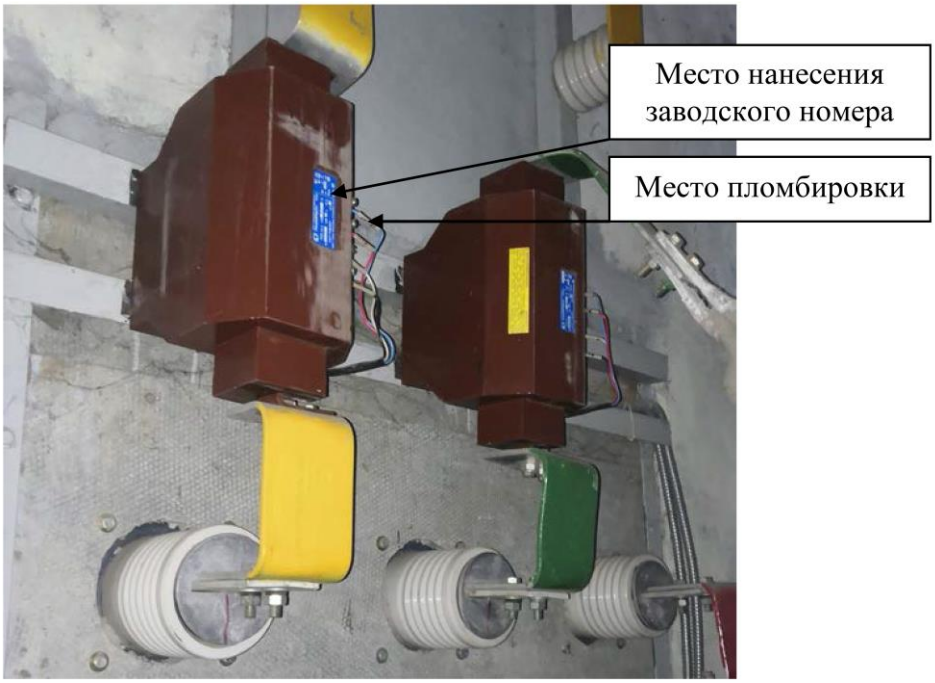

Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	0085, 0094, 0110
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	300
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	5
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности cos φ = 0,8), В·А	10

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа
Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы тока не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТПЛ-10-С У3	1 шт.
Паспорт	ТПЛ-10-С У3	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока ТПЛ-10-С У3

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Самарский трансформатор» (ОАО «СТ»)
ИНН 6311012779
Адрес: 443017, Россия, г. Самара, Южный проезд, 88
Телефон: +7 (846) 261-68-22
Факс: +7 (846) 261-68-22
Web-сайт: www.unitedenergy.ru
E-mail: info@samaratransformer.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 проспект, д.31
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11
Факс: +7 (499) 124-99-96
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» января 2022 г. № 181

Регистрационный № 84497-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термопреобразователи сопротивления 614

Назначение средства измерений

Термопреобразователи сопротивления 614 (далее – ТС) предназначены для измерений температуры жидких и газообразных сред в криогенных или охлаждаемых резервуарах с двойной оболочкой.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на зависимости электрического сопротивления чувствительного элемента (ЧЭ) от измеряемой температуры.

Конструктивно ТС состоят из наконечника, в котором размещены один или два чувствительных элемента Pt100 по ГОСТ 6651-2009 или с индивидуальной градуировочной характеристикой по функции Календара-Ван-Дюзена, гибкого стального кабеля-троса с минеральной изоляцией, внутри которого проложены соединительные линии связи ЧЭ, и различных видов монтажных приспособлений. В верхней части ТС имеют выводные провода или кабельный вывод для подключения к вторичному преобразователю температуры.

ТС изготавливаются во взрывозащищенном исполнении с маркировкой 0Ex ia IIC T4/T6 Ga X.

Нанесение знака поверки на ТС не предусмотрено. Заводской серийный номер, обеспечивающий идентификацию каждого экземпляра средства измерений, печатается на индивидуальной этикетке, и имеет цифровое или буквенно-цифровое обозначение.

Общий вид ТС представлен на рисунке 1.

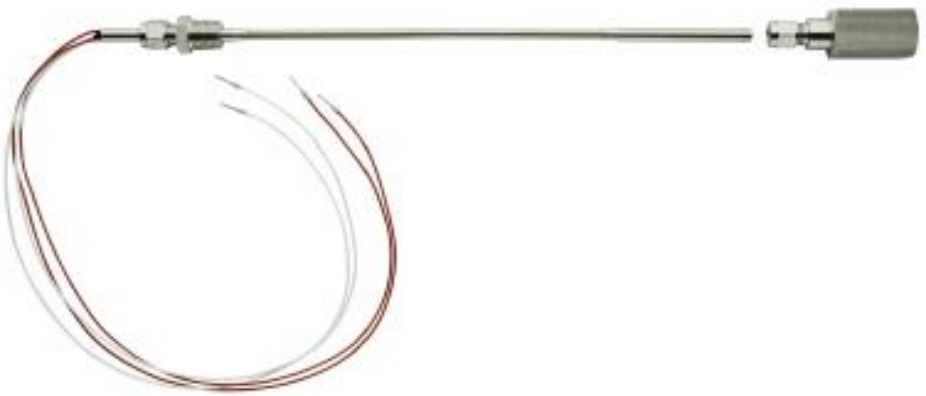

Рисунок 1 – Общий вид термопреобразователей сопротивления 614

Пломбирование ТС не предусмотрено.

Программное обеспечение

отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименования характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °С	от -200 до +100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С:* – класс допуска А – класс допуска В	 ±(0,15+0,002·|t|) ±(0,3+0,005·|t|)
*В соответствии с заказом Примечание – t - измеренное значение температуры, °С	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименования характеристики	Значение
Минимальная глубина погружения, мм	60
Схема соединений выводов	3-х или 4-х проводная*
Максимальное избыточное рабочее давление, МПа	5
Габаритные размеры – диаметр наконечника с чувствительным элементом, мм – диаметр кабель-троса, мм – длина, м	 6 4,5 или 6** от 2 до 300
Масса, кг, не более	от 0,3 до 54
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды для выводных проводов и кабельных выводов (выше монтажного фланца), °С – температура окружающей среды для кабель-троса (ниже монтажного фланца), °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	 от -50 до +70 от -200 до +100 от 0 до 100 от 84,0 до 106,7
* В соответствии с заказом ** 4,5 мм для ТС с одним ЧЭ, 6 мм – с двумя ЧЭ.	

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и на паспорт.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Термопреобразователь сопротивления	614	1 шт
Руководство по эксплуатации	00809-0107-5614	1 экз.

Наименование	Обозначение	Количество
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 1 «Основные сведения об изделии» паспорта.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к термопреобразователям сопротивления 614

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

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

Техническая документация изготовителя Senmatic A/S

Изготовитель

Senmatic A/S, Дания
Адрес: Industrivej 8 DK-5471 Sonderso
Телефон: +45 64 89 22 11
E-mail: DK@Senmatic.com
Web-сайт: www.senmatic.com

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 проспект, 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11
Факс: +7 (499) 124-99-96
E-mail: info@rostest.ru
Web-сайт: www.rostest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» января 2022 г. № 181

Регистрационный № 84496-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой УПСВ «Сорочинско-Никольская» АО «Оренбургнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой УПСВ «Сорочинско-Никольская» АО «Оренбургнефть» (далее по тексту – СИКНС) предназначена для автоматизированных измерений массы сырой нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти с применением массовых расходомеров. Выходные сигналы измерительного преобразователя массового расходомера поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу сырой нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКНС и эксплуатационными документами на ее компоненты.

СИКНС состоит из блока фильтров, технологического блока и системы сбора, обработки информации и управления. Технологический блок включает в себя: блок измерительных линий, блок измерений параметров нефти, блок подключения передвижной поверочной установки.

В составе СИКНС применены следующие средства измерений утвержденных типов:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под (далее – рег.) № 45115-16;
- датчики давления Метран-150, рег. № 32854-13;
- термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-2700, рег. № 38548-13;
- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400C, рег. № 57762-14;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, рег. № 14557-15;
- комплексы измерительно-вычислительные ОКТОПУС-Л («OCTOPUS-L»), рег. № 43239-15;
- автоматизированное рабочее место (далее по тексту - АРМ) оператора;
- показывающие средства измерений температуры и давления.

Вспомогательные устройства и технические средства:
- автоматические пробоотборники «ВИРА»;
- ручной пробоотборник с диспергатором;
- фильтры сетчатые;
- запорная и регулирующая арматура с устройствами контроля протечек.

Заводской номер СИКНС указан на фирменной табличке и в эксплуатационной документации. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

Пломбирование СИКНС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКНС (ИВК, АРМ оператора) обеспечивает реализацию функций СИКНС. Метрологические характеристики СИКНС нормированы с учетом влияния ПО.

Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

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

Таблица 1 − Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО ИВК	ПО АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	RateCalc
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.15	2.4.1.1
Цифровой идентификатор ПО	5ED0C426	F0737B4F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКНС, включая показатели точности и физико-химические свойства измеряемой среды, приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода*, т/ч	от 85 до 410
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %: – при содержании объемной доли воды в нефти от 0 до 5 % – при содержании объемной доли воды в нефти от 5 до 7 %	 ±0,35 ±0,4
* - указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Диапазон избыточного давления, МПа	от 1,5 до 4,0
Диапазон температуры измеряемой среды, ºС	от +10 до +40
Плотность нефти без учета воды при 20 °С, кг/м^3, не более	836
Кинематическая вязкость измеряемой среды, мм^2/с (сСт), не более	8,7
Массовая доля воды, %	от 0 до 7
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм^3, не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,01
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКНС	непрерывный
Параметры электрического питания: - напряжение, В - частота, Гц	 380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации: - температура внутри помещений, °С	 от +5 до +25
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа
наносится в нижней части титульного листа руководства по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений
Комплектность СИКНС приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой УПСВ «Сорочинско-Никольская» АО «Оренбургнефть», заводской № 26		1 шт.
Инструкция по эксплуатации		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Инструкция. ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений количества и параметров нефти сырой УПСВ «Сорочинско-Никольская» ПАО «Оренбургнефть» (свидетельство об аттестации № 0016-01.00221-2017). Регистрационный номер в Федеральном реестре методик измерений ФР.1.29.2017.26424.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой УПСВ «Сорочинско-Никольская» АО «Оренбургнефть»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический центр Контрольно-измерительные технологии» (ООО «МЦ КИТ»)

ИНН 7704579740

Адрес: 129226, г. Москва, ул. Докукина, д. 16, стр. 1, пом. 1.

Телефон: +7 (495) 151-05-06

Факс: +7 (495) 151-05-06

E-mail: www.mckit.ru, info@mckit.ru

Испытательный центр

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

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

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

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц ВНИИР – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU 310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» января 2022 г. № 181

Регистрационный № 84495-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Маломырский рудник»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Маломырский рудник» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи 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) типа RTU-325L, устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа УССВ-2, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий центр сбора и обработки данных (ЦСОД) ПАО «Дальневосточная Энергетическая Компания». ИВК ПАО «ДЭК» состоит из сервера ИВК ПАО «ДЭК», программного обеспечения (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройства синхронизации времени типа УССВ-2. К серверу ИВК ПАО «ДЭК» подключен коммутатор Ethernet. К коммутатору подключено автоматизированное рабочее место персонала (АРМ).

В ИВК АИИС КУЭ предусмотренно выполнение следующих функций:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналов событий» электросчетчиков) со всех ИИК;
- обработку данных и их архивирование;
- доступ к информации и ее передача в организации – участники оптового рынка электроэнергии (мощности) (ОРЭМ);
- прием измерительной информации от ИВК смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений и передачу всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются 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. УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485). Осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

Один раз в 30 минут, УСПД по запросу ИВК, предоставляет информацию в сервер уровня ИВК. Передача информации происходит по основному каналу связи, организованному на базе глобальной сети Internet.

Результаты измерений передаются с сервера ИВК, установленного в ПАО «ДЭК» в виде электронного документа, сформированного посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language - XML) в соответствии со спецификацией 1.0, в АО «АТС». АО «СО ЕЭС».

Один раз в сутки ИВК ПАО «ДЭК» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений при помощи ПО «АльфаЦентр», в формате XML для передачи его в АО «СО ЕЭС», в организации - участники оптового рынка и в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) АО «АТС» через IP сеть передачи данных, с доступом в глобальную компьютерную сеть Internet. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии, осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

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. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 3. В состав ИВК и ИВКЭ входят УССВ ИВК и УССВ ИВКЭ, принимающие сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Синхронизация времени часов ИВК ПАО «ДЭК» выполняется 6 раз в сутки (каждые 4 часа) в соответствии с метками времени, полученными от УССВ по запросу сервера ИВК, при расхождении времени более чем на ±1 с.

Синхронизация времени УСПД происходит от УССВ, синхронизация происходит каждые 60 минут, коррекция производится при расхождении времени более чем на ±1с.

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 ±2 с (программируемый параметр), автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Синхронизация времени счетчиков электроэнергии, УСПД и сервера отражаются в журналах событий.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.04
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

<table>
<tr><th rowspan="2">№ ИК</th><th rowspan="2">Наименование ИК</th><th colspan="5">Состав ИК АИИС КУЭ</th></tr>
<tr><th>Трансформатор тока</th><th>Трансформатор напряжения</th><th>Счетчик электрической энергии</th><th>УСПД</th><th>УССВ ИВКЭ/ИВК</th></tr>
<tr><td>1</td><td>2</td><td>3</td><td>4</td><td>5</td><td>6</td><td>7</td></tr>
<tr><td>1</td><td>ВЛ 110 кВ Стойба-Маломыр №1</td><td>ТВГ-110
кл.т 0,5S
Ктт = 300/5
Рег. № 22440-07</td><td>НАМИ-110 УХЛ1
кл.т 0,2
Ктн =(110000/√3)/(100/√3)
Рег. № 24218-03</td><td>СЭТ-4ТМ.03М
кл.т 0,2S/0,5
Рег. № 36697-17</td><td rowspan="2">RTU-327L
Рег. № 41907-09</td><td rowspan="2">УССВ-2
Рег. № 54074-13/

УССВ-2
Рег. № 54074-13</td></tr>
<tr><td>2</td><td>ВЛ 110 кВ Стойба-Маломыр №2</td><td>ТВГ-110
кл.т 0,5S
Ктт = 300/5
Рег. № 22440-07</td><td>НАМИ-110 УХЛ1
кл.т 0,2
Ктн =(110000/√3)/(100/√3)
Рег. № 24218-03</td><td>СЭТ-4ТМ.03М
кл.т 0,2S/0,5
Рег. № 36697-17</td></tr>
<tr><td colspan="7">Примечания:
1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.
3 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.</td></tr>
</table>

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4
1 – 2	Активная	0,9	4,7
	Реактивная	2,0	2,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 1(2)% $I_{ном}$ cosφ = $0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30°С.

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 99 до 101
- ток, % от $I_{ном}$	от 100 до 120
- коэффициент мощности cosφ	0,8
температура окружающей среды °С:	
- для счетчиков активной энергии: ГОСТ 31819.22-2012	от +21 до +25
- для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 31819.23-2012	от +21 до +25
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- ток, % от $I_{ном}$	от 1(2) до 120
- коэффициент мощности	от $0,5_{инд}$ до $0,8_{емк}$
диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С:	
- для ТТ, ТН	от -40 до +40
- для счетчиков	от -40 до +60
- для УСПД	от -20 до +50
- для УССВ-2	от -10 до +55
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
УСПД:	35000
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	24
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	0,99
ИВК:	1
- коэффициент готовности, не менее	
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	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).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТВГ-110	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327L	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	2 шт.
Формуляр	ТДВ.411711.074.ФО	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) ООО «Маломырский рудник».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Маломырский рудник».

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Телекор ДВ» (ООО «Телекор ДВ»)
ИНН 2722065434
Адрес: 680026. г. Хабаровск, ул. Тихоокеанская 60а
Телефон: +7 (4212) 75-87-75

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН:7444052356
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, офис 23
Фактический адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, строение 2
Телефон: +7 (351) 958-02-68
E-mail: encomplex@yandex.ru
Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» января 2022 г. № 181

Регистрационный № 84494-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная контроля загазованности установки 35-11/300 ООО «ЛУКОЙЛ-УНП»

Назначение средства измерений

Система измерительная контроля загазованности установки 35-11/300 ООО «ЛУКОЙЛ-УНП» (далее – ИС) предназначена для измерений концентраций метана и водорода в воздухе рабочей зоны.

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке комплексным компонентом ИС входных сигналов первичных измерительных преобразователей (далее – ПИП). Комплексный компонент и ПИП образуют измерительные каналы (далее – ИК).

В качестве ПИП ИК используются датчики-газоанализаторы стационарные ДГС ЭРИС-210, ДГС ЭРИС-230 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 61055-15). ПИП имеют токовый выходной сигнал от 4 до 20 мА.

Комплексным компонентом ИС являются системы газоаналитические многофункциональные серии СГМ ЭРИС-100 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 43790-12) исполнения СГМ ЭРИС-110 (далее – СГМ ЭРИС-110).

ИС выполняет следующие функции:

– измерение концентраций метана и водорода в воздухе рабочей зоны помещений и открытых пространств;

– передача дискретных сигналов о превышении установленных пороговых значений на верхний уровень.

Заводской номер ИС наносится типографским способом на маркировочную табличку, расположенную на корпусе стойки, на которой размещены СГМ ЭРИС-110.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС реализовано на базе встроенного ПО контроллеров СГМ ЭРИС-110.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	СГМ ЭРИС 110 A/D
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v.1.12

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики ИС

Характеристика	Значение	
	ИК довзрывных концентраций метана	ИК довзрывных концентраций водорода
Диапазон измерений ИК, % НКПР	от 0 до 100	от 0 до 50
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности ИК, % НКПР	±3,31[1)] ±5,5[2)]	±5,51
Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, % НКПР	±5,96[1)] ±9,88[2)]	±9,92
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности ПИП ИК, % НКПР	±3 [1)] ±(0,9·x+1,02)[2,3)]	±5
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ПИП ИК, вызванной изменением температуры окружающей среды на каждые 10 °С от температуры (20±5) °С	0,2 от пределов допускаемой основной абсолютной погрешности ПИП ИК	
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА комплексного компонента ИС, % диапазона измерений	±0,2	

[1)] В диапазоне измерений от 0 до 50 % НКПР включительно.
[2)] В диапазоне измерений свыше 50 до 100 % НКПР.
[3)] x – значение объемной доли определяемого компонента, %.
Примечание – НКПР – нижний концентрационный предел распространения пламени.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК (включая резервные), не более	55
Напряжение питания постоянного тока, В	24^{+12}_{-6}
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки ПИП – в месте установки СГМ ЭРИС-110 б) атмосферное давление, кПа в) относительная влажность, %: – в месте установки ПИП – в месте установки СГМ ЭРИС-110	 от -60 до 65 от 10 до 50 от 84,0 до 106,7 до 98, без конденсации влаги до 95, без конденсации влаги

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная контроля загазованности установки 35-11/300 ООО «ЛУКОЙЛ-УНП», заводской № СЗ-РИФ-02	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в приложении А руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений
ГОСТ Р 8.596–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель
Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка» (ООО «ЛУКОЙЛ-УНП»)
ИНН 1102057865
Адрес: 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Заводская, д.11
Телефон: (8216) 76-20-60, факс: (8216) 74-25-74
E-mail: unp@lukoil.com

Испытательный центр
Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП» (ООО ЦМ «СТП»)
Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7
Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10
Web-сайт: http://www.ooostp.ru
E-mail: office@ooostp.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц ООО ЦМ «СТП» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» января 2022 г. № 181

Регистрационный № 84493-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная контроля загазованности РСУ товарных парков ООО «ЛУКОЙЛ-УНП»

Назначение средства измерений

Система измерительная контроля загазованности РСУ товарных парков ООО «ЛУКОЙЛ-УНП» (далее – ИС) предназначена для измерений концентраций метана и пропана в воздухе рабочей зоны.

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке комплексным компонентом ИС входных сигналов первичных измерительных преобразователей (далее – ПИП). Комплексный компонент и ПИП образуют измерительные каналы (далее – ИК).

В качестве ПИП ИК используются датчики-газоанализаторы стационарные ДГС ЭРИС-210, ДГС ЭРИС-230 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 61055-15). ПИП имеют токовый выходной сигнал от 4 до 20 мА.

Комплексным компонентом ИС являются системы газоаналитические многофункциональные серии СГМ ЭРИС-100 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 43790-12) исполнения СГМ ЭРИС-110 (далее – СГМ ЭРИС-110).

ИС выполняет следующие функции:

– измерение концентраций метана и пропана в воздухе рабочей зоны помещений и открытых пространств;

– передача дискретных сигналов о превышении установленных пороговых значений на верхний уровень.

Заводской номер ИС наносится типографским способом на маркировочную табличку, расположенную на лицевой панели шкафа, в котором размещены СГМ ЭРИС-110.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС реализовано на базе встроенного ПО контроллеров СГМ ЭРИС-110.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	СГМ ЭРИС 110 А/К
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v.1.12

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики ИС

Характеристика	Значение	
	ИК довзрывных концентраций метана	ИК довзрывных концентраций пропана
Диапазон измерений ИК, % НКПР	от 0 до 100	от 0 до 100
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности ИК, % НКПР	±3,31[1)] ±5,5[2)]	±3,31[1)] ±5,5[2)]
Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, % НКПР	±5,96[1)] ±9,88[2)]	±5,96[1)] ±9,91[2)]
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности ПИП ИК, % НКПР	±3 [1)] ±(0,9·x+1,02)[2,3)]	±3 [1)] ±(2,35·x+1)[2,3)]
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ПИП ИК, вызванной изменением температуры окружающей среды на каждые 10 °С от температуры (20±5) °С	0,2 от пределов допускаемой основной абсолютной погрешности ПИП ИК	
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА комплексного компонента ИС, % диапазона измерений	±0,2	

[1)] В диапазоне измерений от 0 до 50 % НКПР включительно.
[2)] В диапазоне измерений свыше 50 до 100 % НКПР.
[3)] x – значение объемной доли определяемого компонента, %.
Примечание – НКПР – нижний концентрационный предел распространения пламени.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК (включая резервные), не более	200
Напряжение питания постоянного тока, В	24^{+12}_{-6}
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки ПИП – в месте установки СГМ ЭРИС-110 б) атмосферное давление, кПа в) относительная влажность, %: – в месте установки ПИП – в месте установки СГМ ЭРИС-110	 от -60 до 65 от 10 до 50 от 84,0 до 106,7 до 98, без конденсации влаги до 95, без конденсации влаги

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная контроля загазованности РСУ товарных парков ООО «ЛУКОЙЛ-УНП», заводской № СЗ-ТП-06	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в приложении А руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений
ГОСТ Р 8.596–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель
Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка» (ООО «ЛУКОЙЛ-УНП»)
ИНН 1102057865
Адрес: 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Заводская, д.11
Телефон: (8216) 76-20-60, факс: (8216) 74-25-74
E-mail: unp@lukoil.com

Испытательный центр
Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП» (ООО ЦМ «СТП»)
Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7
Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10
Web-сайт: http://www.ooostp.ru
E-mail: office@ooostp.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц ООО ЦМ «СТП» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» января 2022 г. № 181

Регистрационный № 84492-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Дифрактометры рентгеновские D8 ADVANCE

Назначение средства измерений

Дифрактометры рентгеновские D8 ADVANCE (далее - дифрактометры) предназначены для измерений углов дифракции рентгеновского излучения, дифрагированного на кристаллической решетке, параметров кристаллической решетки, а также для определения фазового состава кристаллических веществ методом рентгеновской дифракции в соответствии с аттестованными (стандартизованными) методиками (методами) измерений (при использовании в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений).

Описание средства измерений

Принцип действия дифрактометров основан на дифракции рентгеновских лучей от атомных плоскостей кристаллической решетки пробы исследуемого вещества. Дифракция рентгеновских лучей соответствует закону Вульфа-Брегга. Дифрактометры построены по оптической схеме, в которой проба исследуемого вещества находится в центре гониометра. Направляемый из источника пучок рентгеновских лучей отражается от кристаллографических атомных плоскостей пробы исследуемого вещества и попадает в блок детектирования с последующей обработкой полученных данных. Регистрация дифракционной картины осуществляется при повороте блока детектирования, рентгеновского источника и осей гониометра с требуемыми угловыми скоростями.

В дифрактометрах для регистрации квантов рентгеновского излучения устанавливается позиционно-чувствительный или сцинтилляционный детекторы.

Конструктивно дифрактометры представляют собой стационарные напольные приборы модульной архитектуры, состоящие из источника рентгеновского излучения с анодами из разных материалов, определяемых конфигурацией (медь, кобальт, хром, молибден и другие), прецизионного гониометра, блоков детектирования и блока управляющей электроники со встроенным микропроцессором. Модули собраны в едином измерительном блоке.

Нанесение знака поверки, знака утверждения типа на дифрактометры не предусмотрено. Каждый экземпляр дифрактометра имеет заводской номер, расположенный под передней панелью средства измерений, слева. Заводской номер имеет цифровой формат и наносится травлением, гравированием, типографским или иным пригодным способом.

Общий вид средств измерений представлен на рисунке 1.

Рисунок 1 – Общий вид дифрактометров рентгеновских D8 ADVANCE

Пломбирование дифрактометров не предусмотрено. Конструкция дифрактометра обеспечивает ограничение доступа к частям, несущим первичную измерительную информацию, местам настройки (регулировки).

Программное обеспечение

Дифрактометры оснащены программным обеспечением (ПО) DIFRAC.Measurement Center, позволяющим проводить контроль процесса измерений, осуществлять сбор экспериментальных данных, и программным обеспечением DIFRAC.EVA, позволяющим обрабатывать и сохранять полученные результаты, передавать результаты измерений на персональный компьютер, принтер или локальную сеть. ПО может быть установлено на персональный компьютер или на дополнительный блок с сенсорным экраном.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	DIFRAC.Measurement center	DIFRAC.EVA
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.0.0.0	не ниже 5.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Влияние программного обеспечения на метрологические характеристики дифрактометров учтено при нормировании характеристик.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон углов дифракции 2θ, °	от 0 до 145
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении угловых положений дифракционных максимумов, °	± 0,02

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Геометрия съемки	θ/θ
Вращение образца по оси φ, °	свободное вращение
Материал анода рентгеновской трубки	Cu / Co / Cr / Mo
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока*, В - частота переменного тока, Гц	 220 ± 10 (или 380 ± 10) 50
Габаритные размеры, мм, не более: – высота – ширина (с сенсорным экраном) – длина	 1868 1300 1135
Масса, кг, не более	770
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, %, не более	 от + 15 до + 35 80
_____ * Напряжение переменного тока и количество фаз электрического питания устанавливается на заводе-изготовителе по требованию заказчика	

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

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Дифрактометр рентгеновский	D8 ADVANCE	1 шт.
Персональный компьютер	ПК	1 шт.
Программное обеспечение	DIFRAC. Measurement center DIFRAC.EVA	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в руководстве по эксплуатации, раздел «Управление системой».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к дифрактометрам рентгеновским D8 ADVANCE

Техническая документация фирмы изготовителя «BRUKER AXS GmbH», Германия.

Изготовитель

Фирма «BRUKER AXS GmbH», Германия
Адрес: 76187, Germany, Karlsruhe, Öestliche Rheinbrueckenstr, 49
Тел.: +49 721 50997-0
Факс: +49 721 50997-5654
E-mail: Info.BAXS@bruker.com
Web-сайт: www. bruker.com

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И.Менделеева»

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4
Телефон: +7 (343) 350-26-18
Факс: +7 (343) 350-20-39
Web-сайт: www.uniim.ru
E-mail: uniim@uniim.ru

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц УНИИМ – филиала ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311373 от 19.10.2015 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» января 2022 г. № 181

Регистрационный № 84491-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-1000

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-1000 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой стальной сосуд с днищем и крышей, оборудованный приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками. Резервуар оборудован съемным теплоизоляционным покрытием.

Заполнение и опорожнение резервуара осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Номер резервуара наносится аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-1000 заводской № 884 расположен: г. Рязань, Район Южный Промузел, д. 8, АО «РНПК».

Общий вид резервуара представлен на рисунке 1.

Рисунок 1 – Общий вид резервуара

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

Программное обеспечение

отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, $м^3$	1000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, ºС - атмосферное давление, кПа	 от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-1000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуару стальному вертикальному цилиндрическому РВС-1000

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Коксохиммонтаж-Резервуар»
(ООО «Кхм-Р»)
ИНН 6228042721
Адрес: 390011, г. Рязань, Район Южный Промузел, 4б а/к «нефтехимик», бокс 1

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)
Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1
Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312187

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» января 2022 г. № 181

Регистрационный № 84490-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-400

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-400 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой стальные сосуды с днищем и крышей, оборудованные приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками. Резервуары оборудованы съемным теплоизоляционным покрытием.

Заполнение и опорожнение резервуаров осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Номер резервуара наносится аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуары РВС-400 заводские №№ Е-1, Е-2, Е-3, Е-4, Е-5, Е-15, Е-16, Е-17 расположены:

г. Рязань, Район Южный Промузел, д. 8, АО «РНПК».

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1.

Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РВС-400

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.
Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, $м^3$	400
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, ºС - атмосферное давление, кПа	 от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-400	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным вертикальным цилиндрическим РВС-10000

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель
Акционерное общество «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»
(АО «РНПК»)
ИНН 6227007322
Адрес: 390011, г. Рязань, Район Южный Промузел, д. 8

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

Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1
Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312187

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» января 2022 г. № 181

Регистрационный № 84489-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы инфракрасные Picarro

Назначение средства измерений

Газоанализаторы инфракрасные Picarro (далее – газоанализаторы) предназначены для непрерывных измерений объёмной доли метана (CH_4) в воздухе.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов основан на инфракрасной спектроскопии затухающих колебаний в кюветах при сканировании по длинам волн (WS-CRDS).

Молекулы метана (CH_4), находящиеся в газовой фазе, поглощают излучение в ближней инфракрасной зоне. Степень поглощения света связана с концентрацией молекул метана в образце и расстоянием, которое свет проходит через образец, называемым длиной пути.

Для реализации этого принципа окружающий воздух, содержащий молекулы метана, всасывается в прибор внешним форвакуумным насосом в автоматическом режиме, поступая в аналитическую кювету газоанализатора. Сфокусированный луч лазера попадает в кювету длиной 25 см и, многократно отражаясь от расположенных внутри зеркал, проходит путь 20 км. В процессе прохождения лазерного луча между отражениями происходит его эффективное поглощение молекулами метана на характеристических длинах волн.

Таким образом, молекулы метана генерируют спектры в ближней ИК-области, состоящие из хорошо разрешенных, очень узких полос поглощения.

Программное обеспечение газоанализатора (далее – ПО) пересчитывает полученные цифровые сигналы в объёмные доли метана, а также вычисляет значение СКО. Все модели газоанализаторов имеют встроенную заводскую калибровку, проведённую по смеси воздух-метан.

Модели G 2108, G 2114, PI 2114, G 2307, G 2203, G 2204 отличаются разными настройками лазера (частота лазера, связанная с длиной волны), что позволяет помимо измерений объёмной доли метана, проводить определение некоторых других газов: CH_2O (формальдегид), HCl (пары), H_2O (пары воды), H_2O_2 (пары пероксида водорода), C_2H_2 (ацетилен), H_2S (сероводород). Любой из газоанализаторов может быть установлен в лаборатории, что позволяет проводить определение на месте следовых количеств газов.

По внешнему виду модели отличаются только логотипами на передней панели с обозначением модели.

Газоанализаторы являются стационарными приборами, в состав которых входят:

- измерительный блок, в который встроены: спектрометр, камера для образцов и компьютер с жёстким диском для анализа и хранения данных, а также встроенное ПО.
- внешний форвакуумный насос, обеспечивающий вакуум, необходимый для прохождения пробы анализируемого газа через газоанализатор.

На лицевой панели измерительного блока газоанализатора расположены:
- светодиодный индикатор, отражающий состояние прибора
- USB разъем.

На задней панели измерительного блока расположены:
- кнопка включения/выключения измерительного блока
- разъем для присоединения внешнего вакуумного насоса
- разъем для подачи анализируемой газовой смеси
- разъем для подключения монитора
- порты Com и Ethernet и USB разъемы;
- шильдик с наименованием модели, заводским номером и датой выпуска.

Внешний вид газоанализаторов представлен на Рисунке 1 и Рисунке 2.

Рисунок 1 – Внешний вид газоанализаторов (передняя панель).

Рисунок 2 – Внешний вид газоанализаторов (задняя панель).

Пломбирование и нанесение знака поверки на газоанализатор не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Внешний вид внешнего форвакуумного насоса представлен на Рисунке 3.

Рисунок 3 – Внешний вид внешнего форвакуумного насоса

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение (ПО) PICARRO CRDS. ПО осуществляет следующие функции:

– управления прибором;

– обработки и выдачи результатов измерений на дисплей;

– передачу результатов измерений через последовательный порт, порт локальной сети Ethernet и аналоговые выходы.

Конструкция газоанализаторов исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию, что обеспечивается паролем. ПО выводится на экран при включении прибора.

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

Влияние программного обеспечения газоанализаторов учтено при нормировании метрологических характеристик.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	PICARRO CRDS
Номер версии ПО	Не ниже g2000-1.7.0.80

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений объёмной доли метана (CH_4), % Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли метана (CH_4), % Время между моментом подачи ПГС на вход газоанализатора и моментом, начиная с которого допускается считывать показания, (Тп) с, не более	От $1\cdot10^{-4}$ до $2\cdot10^{-3}$ $\pm(1\cdot10^{-5}+0,1\cdot C^{1})$ 30
[1)]С – измеренное значение объёмной доли метана, %	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающей среды, ºС	от +10 до +35
Влажность окружающей среды, %	от 30 до 80
Габаритные размеры, мм, не более - ширина	432
- высота	179
- глубина	446
Масса, кг, не более (без внешнего насоса)	21,3
Масса внешнего насоса (входит в комплект поставки), кг, не более	6,5
Напряжение питания, В	220^{-33}_{+22}
Частота сети, Гц	47 - 63 Гц
Потребляемая мощность, Вт, не более: - газоанализатор - внешний насос	 110 35

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист руководства по эксплуатации методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность газоанализатора

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор инфракрасный Picarro	G 2108, G 2114, PI 2114, G 2307, G 2203, G 2204	1 шт.
Внешний форвакуумный насос	VACUUM PUMP MD 1	1 шт.
Руководство по эксплуатации		1 экз.
Методика поверки	МП 205-09-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в подразделе 2.3 «Основные операции анализатора» Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к газоанализаторам инфракрасным Picarro:

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах».

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

Техническая документация изготовителя – компании «Picarro, Inc.», США.

Изготовитель

Компания «Picarro, Inc.», США.
3105 Patrick Henry Drive, Santa Clara 95054, USA

Испытательный центр

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

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: +7 (495) 437-55-77, факс: +7 (495) 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru
Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» января 2022 г. № 181

Регистрационный № 84488-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-20

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-20 (далее – РГС-20) предназначены для измерения объема (вместимости), а также приема, хранения и отпуска нефтепродуктов.

Описание средства измерений

РГС-20 представляют собой стальной сосуд в форме горизонтально лежащего цилиндра с коническими днищами, разделенный внутри стальной перегородкой на две независимые секции, наружная поверхность корпуса резервуаров покрыта слоем теплоизоляции и обшита листами из оцинкованной стали.

Тип РГС-20- надземный горизонтальный сварной с коническими днищами.

Принцип действия РГС-20 основан на измерении объема нефтепродуктов в зависимости от уровня их наполнения.

Заполнение и опорожнение секций РГС-20 осуществляется через приемо-раздаточные патрубки, расположенные в нижней части секций РГС-20.

Заводские номера наносятся типографским способом в паспорт РГС-20 и методом аэрографии на горизонтальную стенку РГС-20.

РГС-20 с заводскими номерами 207, 208 расположены на территории НПС "Ярославль-3" по адресу Ярославская область, Гаврилов-Ямский район, п/о Шалаево.

Общий вид РГС-20 представлен на рисунке 1 и 2.

Нанесение знака поверки на РГС-20 не предусмотрено.

Рисунок 1 – Общий вид РГС-20 с заводским номером 207

Рисунок 2 – Общий вид РГС-20 с заводским номером 208

Пломбирование РГС-20 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	РГС-20	
	1 секция	2 секция
Номинальная вместимость, $м^3$	17	3
Диапазон вместимости, $м^3$	от 0,3 до 17	от 0,3 до 3
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,25	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
	РГС-20
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	 от -50 до +50 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-20	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Градуировочная таблица	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

ФР.1.29.2021.40081 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в горизонтальных резервуарах».

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам горизонтальным стальным цилиндрическим РГС-20

Приказ Росстандарта № 256 от 7 февраля 2018 года «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

Великолукский завод «Транснефтемаш» Акционерного общества «Транснефть – Верхняя Волга» (Великолукский завод «Транснефтемаш» АО «Транснефть – Верхняя Волга»)

ИНН 5260900725

Адрес: 182115, Псковская обл., г Великие Луки, ул. Гоголя, д 2

Юридический адрес: 603006, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, д. 4/1

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии - филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

Адрес: Россия, РТ, 420088, г. Казань, ул. 2-ая Азинская д. 7а

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

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» января 2022 г. № 181

Регистрационный № 84487-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система I/A Series установки ХВО ПАО «Саратовский НПЗ»

Назначение средства измерений

Система I/A Series установки ХВО ПАО «Саратовский НПЗ» (далее – система) предназначена для измерений и измерительных преобразований стандартизованных аналоговых выходных сигналов датчиков и преобразователей измерительных в виде силы постоянного тока, сопротивления постоянному току и сигналов от термопреобразователей сопротивления, регистрации и хранения измеренных значений, формирования управляющих и аварийных аналоговых и дискретных сигналов на основе измерений параметров технологических процессов на установке ХВО ПАО «Саратовский НПЗ».

Описание средства измерений

Система является проектно-компонуемой, многоуровневой распределённой системой. Функция системы состоит в измерении и преобразовании стандартизованных аналоговых электрических сигналов, поступающих от датчиков и измерительных преобразователей, приёма и обработки дискретных сигналов, сбора и отображения информации и формирования управляющих аналоговых и дискретных сигналов для управления технологическими процессами. Система включает в себя подсистему сбора, первичной обработки и контроля технической информации, выполняющую:

- опрос датчиков и приведение к единицам измерений физических величин технологических параметров;
- контроль отклонений технологических параметров от регламентных норм;
- автоматическую диагностику состояния технических средств;
- формирование базы данных в режиме реального времени;
- обеспечение хранения значений уставок и данных, передаваемых со станции оператора, а также конфигурационной информации.

Система включает:

- измерительные модули типа FBM203 и FBM214 / FBM214b;
- управляющий процессор FCP270;
- терминальные панели, являющиеся модулями соединения с полевыми сигналами и обеспечивающие защиту модулей FBM;
- вспомогательное оборудование (блоки питания, адаптеры, коммутаторы);
- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора и сервер.

На рис. 1 приведён внешний вид измерительных модулей FBM.

Рисунок 1 Модули Fieldbus (FBM), монтируемые на DIN - рейку

На рисунке 2 приведён вид на шкаф управления системы в сборе и указано место расположения таблички с указанием полного наименования системы и заводского номера.

а) б)

Рисунок 2 - Шкаф управления системы: а) система в сборе; б) место расположения таблички

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы подразделяется на встроенное и внешнее ПО. Встроенное ПО, влияющее на метрологические характеристики измерительных модулей, установлено в их энергонезависимую память на предприятии – изготовителе и недоступно для изменения в процессе эксплуатации.

Внешнее ПО загружено в управляющий процессор FCP270 и установлено на АРМ оператора. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные внешнего ПО

Идентификационные данные	Значение	
	«I/A Series для Windows»	«FoxDraw/FoxView»
Идентификационное наименование ПО	Foxboro I/A Series	FoxDraw/FoxView
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 8.8, где 8 - номер подверсии	Не ниже 10.4.3, где 4.3 - номер подверсии

Уровень защиты ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Погрешности системы нормированы с учетом влияния ПО.

Метрологические и технические характеристики

Состав системы, метрологические и технические характеристики входящих в нее модулей приведены в таблицах 2, 3 и 4.

Таблица 2 - Состав системы

Тип модуля	Кол-во каналов в модуле	Кол-во модулей в системе	Общее кол-во каналов
FBM203	8	2	16
FBM214 / FBM214b	8	25	200
Общее количество измерительных каналов в системе			216

Таблица 3 - Метрологические характеристики модулей

Модули	Сигналы		Пределы*** допускаемой основной приведенной погрешности	Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности от изменения температуры окружающей среды на 10 ºС
	На входе	На выходе		
FBM203 (8 аналоговых входных каналов)	От 0 до 320 Ом	16 бит*	± 0,5 % от диап. изм.	± 0,05 %
FBM214 / FBM214b (8 аналоговых входных каналов)	От 4 до 20 мА	15 бит**	± 0,5 % от диап. изм.	± 0,05 %

*- соответствует диапазону от 0 до 64000 квант при отображении в ПО на АРМ оператора системы;

**- соответствует диапазону от 12800 до 64000 квант при отображении в ПО на АРМ оператора системы;

***- при нормальных условиях измерений (t = + 20 ºС).

Таблица 4 - Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Параметры электропитания системы - напряжение переменного тока, В - напряжение постоянного тока, В	 220 ± 22 24 ± 1,2
Потребляемая мощность, кВт	1
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность (без конденсации), %	 от + 10 до + 30 от 84 до 106,7 от 10 до 85
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений
приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Система I/A Series установки ХВО ПАО «Саратовский НПЗ»	-	1 шт.
Техническая документация фирмы-изготовителя	-	комплект
Руководство по эксплуатации	-	1 шт.
Паспорт	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений изложены в технической документации «Система I/A Series (Foxboro EVO™)» раздел 3 «Описание блоков интегрированного управления».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе I/A Series установки ХВО ПАО «Саратовский НПЗ»

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

ГОСТ Р 12.2.007.0-75 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности».

Изготовитель

Фирма «Invensys Systems Inc.», США
33 Commercial Street
Foxboro, MA 02035-2099, USA
http://iom.invensys.com

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии – филиал ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

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

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

Телефон: (843) 272-70-62

Факс: (843) 272-00-32

e-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» января 2022 г. № 181

Регистрационный № 84486-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Сенсоры энергомониторинга Voltaware

Назначение средства измерений

Сенсоры энергомониторинга Voltaware (далее – сенсоры) предназначены для измерений активной, реактивной и полной мощности, тока, напряжения, учета активной и реактивной электрической энергии в однофазной и трехфазной сетях, а также автоматизированного сбора, и передачи информации об энергопотреблении посредством сети Internet для накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергопотреблении.

Описание средства измерений

Принцип действия сенсоров основан на перемножении входных сигналов тока и напряжения с последующим преобразованием сигнала в данные, пропорциональные входной мощности. Измеренные данные с использованием канала связи Wi-fi передаются на Сервер. В сенсорах в качестве датчика тока используется внешние трансформаторы тока, в качестве датчика напряжения, резистивный делитель. Питание сенсоров обеспечивается от измерительной цепи.

Датчики тока представляют собой трансформаторы тока, которые преобразуют первичные токи (величина изменяется в зависимости от модификации, перечень приведен в таблице 2) в эквивалентные значения напряжения.

Серийный номер на сенсор наносится износостойкими методами, устойчивыми к влиянию внешних воздействий.

Конструктивно сенсор состоит из основного блока, датчиков тока и напряжения, порта связи Wi-Fi, порта для подключения датчиков тока и напряжения (по количеству контролируемых фаз).

В зависимости от исполнений сенсоры выпускаются в 2 модификациях: VOLTA 1P, VOLTA 3P.

Таблица 1 - Условное обозначение сенсоров энергомониторинга Voltaware.

№ пп	Обозначение модели датчика тока	Номинальный ток, А	Схема подключения
1	VOLTA 1P	30 или 50	однофазная
2	VOLTA 3P	3 x 100	трехфазная

Фотография сенсора, места опломбирования представлены на рисунках 1 и 2.

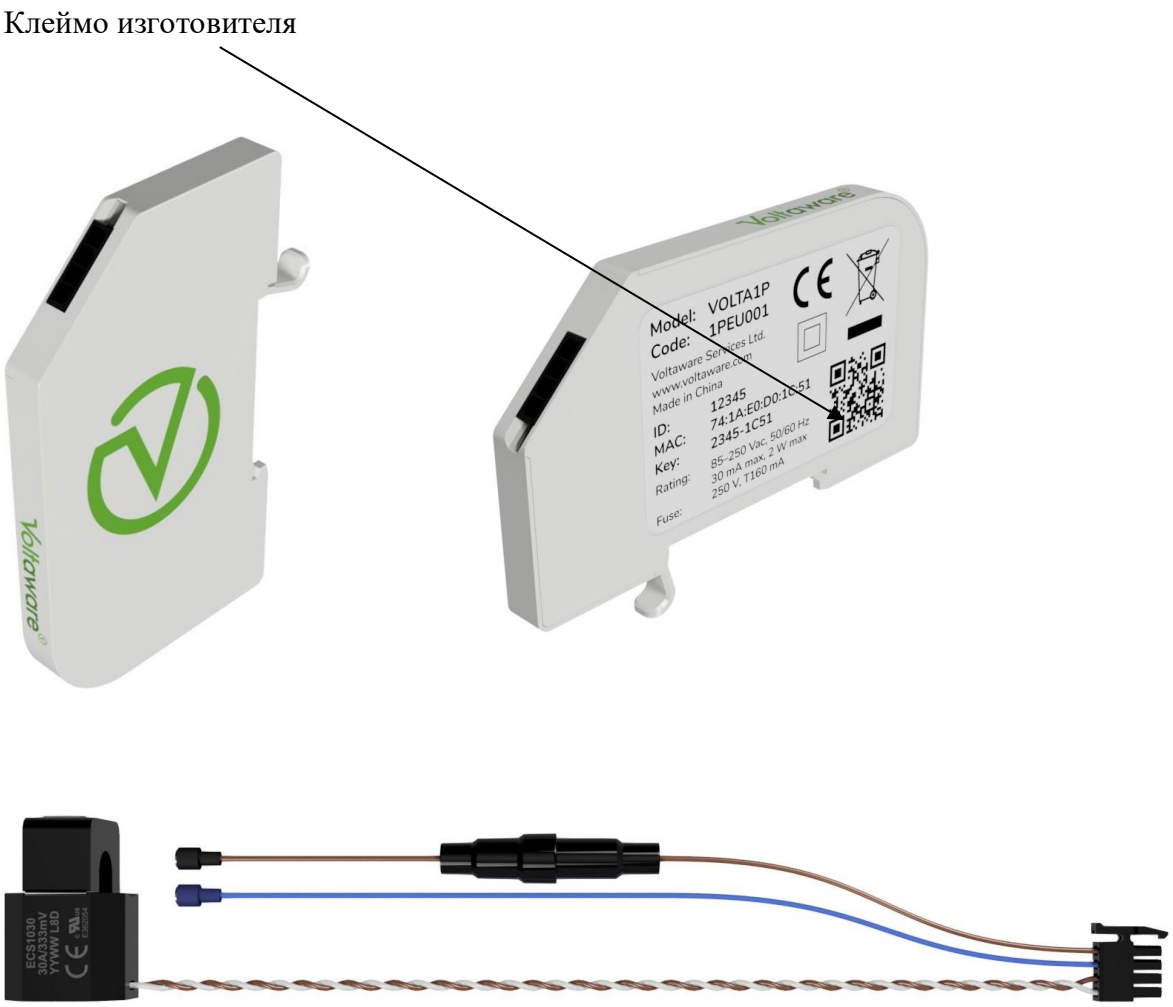

Рис. 1. Фотография сенсора однофазного Voltaware.

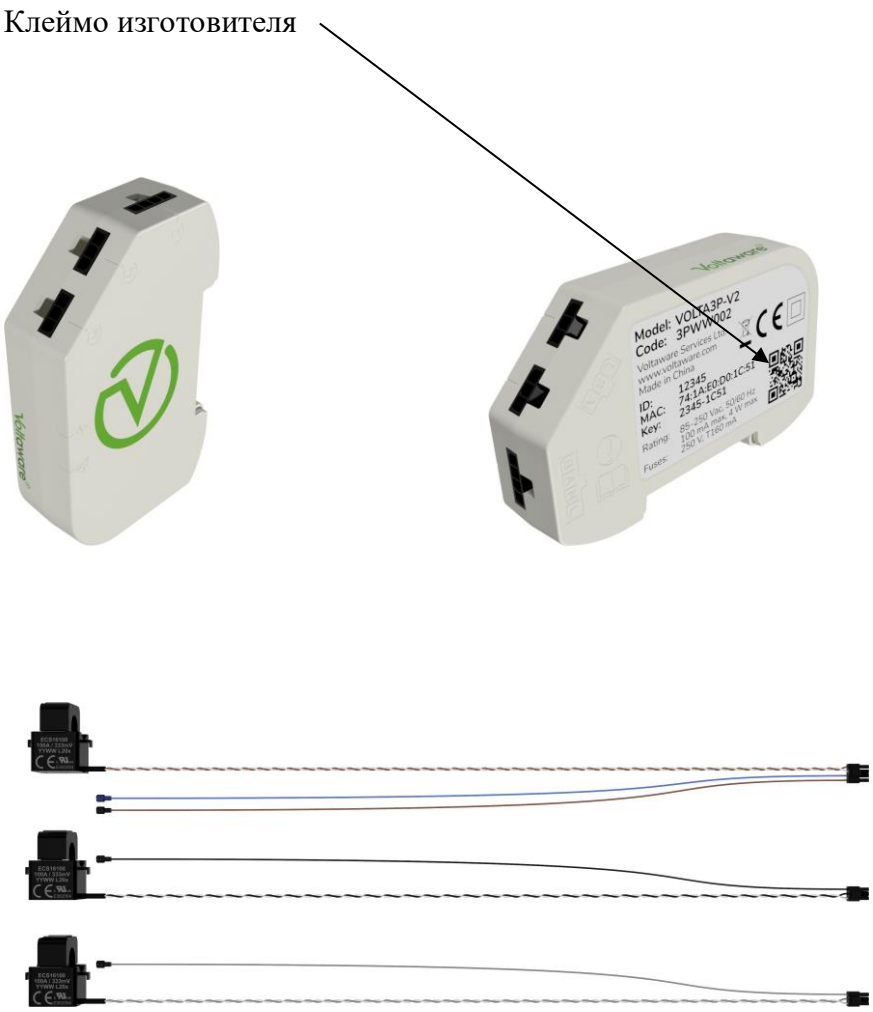

Рис. 2. Фотография сенсора трехфазного Voltaware.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) записывается в устройство на стадии его производства. Защита от копирования ПО осуществляется на аппаратном уровне: вычитывание памяти программ и памяти данных невозможно. Конечный пользователь не имеет доступа к изменению системных параметров (калибровочные коэффициенты, алгоритмы работы устройства и т.д.). Для защиты несанкционированного изменения настроечных параметров устройства в ПО используется система авторизации пользователя (многоуровневый пароль).

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Voltaware Firmware
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 91
Цифровой идентификатор ПО	-

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 - Метрологические характеристики

Наименование	Значение	
	Однофазный	Трехфазный
Номинальный фазный ток, в зависимости от модификации датчика тока, А	30, 50	100
Максимальный тока, А	1,2·Iном	
Номинальное напряжение, В	230	
Номинальная частота, Гц	50, 60	
Диапазон измерений фазного (линейного) напряжения, В	от 100 до 250	от 100 до 250 (от 173 до 433)
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений напряжения, %	±2	
Диапазон измерений токов, % Iном	от 10 до 120	
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений тока, %	±2	
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений активной электрической энергии, в рабочих диапазонах токов и напряжений, %	±2	
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений реактивной электрической энергии, в рабочих диапазонах токов и напряжений, %	±2	
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений активной, реактивной и полной мощности, усредненной на 5 секундах, %	±2	
Примечание: Пределы допускаемой дополнительной температурной погрешности при измерении параметров, не превышают 0,5 пределов допускаемой основной погрешности на каждые 10 °С отклонения температуры окружающей среды от нормального значения.		

Таблица 5 – Технические характеристики сенсоров

Наименование	Значение	
	Однофазный	Трехфазный
Потребляемая мощность по измерительной цепи напряжения, В·А, не более	1	1
Потребляемая мощность по измерительной цепи напряжения, Вт, не более	1	1
Средний срок службы, лет	5	
Масса комплекта в упаковке, не более, г	120	360
Габаритные размеры (длина; ширина; высота), не более, мм	83 × 56 × 7	87 × 56 × 16
Средняя наработка сенсора до отказа, ч	40000	
Диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С	от -10 до + 60	от -10 до + 60
Относительная влажность, не более, %	95	

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на лицевой панели сенсора методом офсетной печати и титульных листах эксплуатационной документации методом офсетной печати.

Комплектность средства измерений

Комплектность приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность сенсора

Наименование	Обозначение	Количество
Сенсор	-	1 шт.
Датчик тока и напряжения	-	1 шт. или 3шт
Руководство по монтажу	-	1 шт.
Коробка упаковочная	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве пользователя в разделе «Мониторинг в режиме реального времени».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к сенсорам энергомониторинга Voltaware

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

Техническая документация фирмы-изготовителя

Изготовитель

Cvilux Electronics (DongGuan) Co., Ltd, Китай

Адрес: Tai He Rd, Gao Long Development Zone, Huan Zhu Li Village, Chang Ping Town, Dong Guan City, Guang Dong Province, China

Испытательный центр

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

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

Телефон: (495) 437-55-77

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» января 2022 г. № 181

Регистрационный № 84485-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-100

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-100 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-100 представляют собой стальной сосуд цилиндрической формы с усеченно-коническими днищами подземного расположения. Резервуары имеют замерный люк для эксплуатации и приемо-раздаточные патрубки для заполнения и опорожнения.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего объему, приведенному в градуировочных таблицах резервуаров.

Заводской номер наносится типографским способом в паспорт резервуара и ударным способом на металлический шильдик, обеспечивая идентификацию каждого резервуара.

Резервуары РГС-100 с заводскими номерами 224-126, 224-127, 224-128 расположены по адресу: 442530, Пензенская область, Кузнецкий район, село Алексеевка, ул. Дружбы, 1, НПС «Кузнецк» ПРУ АО «Транснефть-Дружба».

Общий вид и эскиз резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических РГС-100 представлен на рисунке 1 и 2.

Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РГС-100

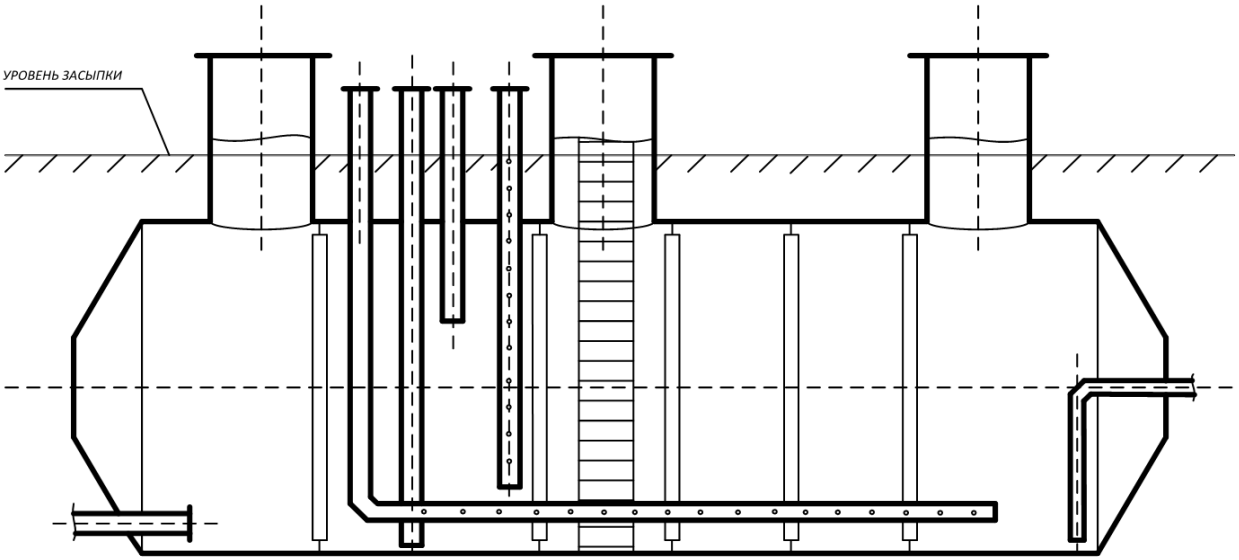

Рисунок 2 – Эскиз общего вида резервуаров РГС-100

Знак поверки наносится в градуировочной таблице в виде оттиска поверительного клейма.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип резервуара	РГС-100
Номинальная вместимость, $м^3$	100
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (объемный метод), %	±0,25

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм, не более - диаметр - длина - высота	 3200 13960 3950
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - атмосферное давление, кПа	 от -60 до +40 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	25

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-100	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Градуировочные таблицы	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 2 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам горизонтальным стальным цилиндрическим РГС-100

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Курганский завод химического машиностроения» (ОАО «Курганхиммаш»)

ИНН 4501184300

Адрес: 640007, г. Курган, ул. Химмашевская, дом 16

Телефон: +7 (3522) 47-73-02, 25-58-33

E-mail: office@khm.zaural.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20.

Телефон/факс: (8412) 49-82-65

E-mail: pcsm@sura.ru

Web-сайт: www.penzacsm.ru

Аттестат аккредитации: ФБУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений № RA.RU.311197 от 06.07.2015.