ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 497

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.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции "Царицыно" Московской ЖД - филиала ОАО "Российские железные дороги"	Обозначение отсутствует	Е	84754-22	001	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва	ОС	РТ-МП-1267-550-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Объединенная строительная компания 1520" (ООО "ОСК 1520"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	17.11.2021
2.	Резервуар	РГС-20	Е	84755-22	315	Общество с	Общество с	ОС	ГОСТ	5 лет	Пензенское	ФБУ "Пензен-	10.09.2021

	горизонтальный стальной цилиндрический					ограниченной ответственностью "ИТС Металлоконструкции" (ООО "ИТС МК"), г. Казань	ограниченной ответственностью "ИТС Металлоконструкции" (ООО "ИТС МК"), г. Казань		8.346-2000		районное управление Акционерное общество "Транснефть-Дружба" (ПРУ АО "Транснефть-Дружба"), Самарская обл., г. Сызрань	ский ЦСМ", г. Пенза	
3.	Системы измерительные количества жидкости в резервуарах	MTG	C	84756-22	08172018-12, 08152018-12	Innovative Measurement Methods Inc., США; I.M.M.I. Israel, Ltd., Израиль	Innovative Measurement Methods Inc., США	ОС	МП-308/07-2021	2 года	Акционерное общество "СИ АЙ С - КОНТРОЛС" (АО "СИ АЙ С - КОНТРОЛС"), г. Москва	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	16.07.2021
4.	Вычислители	DYMETIC-8A	C	84757-22	238-21, 239-21, 240-21	Акционерное общество "Даймет" (АО "Даймет"), г. Тюмень	Акционерное общество "Даймет" (АО "Даймет"), г. Тюмень	ОС	8А.00.000 МП	5 лет	Акционерное общество "Даймет" (АО "Даймет"), г. Тюмень	ФБУ "Тюменский ЦСМ", г. Тюмень	04.10.2021
5.	Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические	РГС-75	E	84758-22	1522, 1523	Общество с ограниченной ответственностью "ПТИМАШ" (ООО "ПТИМАШ"), Ульяновская обл., г. Димитровград	Общество с ограниченной ответственностью "ПТИМАШ" (ООО "ПТИМАШ"), Ульяновская обл., г. Димитровград	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "ННК-Саратовнефтегаздобыча" (ООО "ННК-Саратовнефтегаздобыча"), г. Саратов	ФБУ "Саратовский ЦСМ им. Б.А. Дубовикова", г. Саратов	17.08.2021
6.	Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические	РГС-16	E	84759-22	10065, 10068	Общество с ограниченной ответственностью "ТюменНИИгипрогаз" (ООО "ТюменНИИгипрогаз"), г.	Общество с ограниченной ответственностью "ТюменНИИгипрогаз" (ООО "ТюменНИИгипрогаз"), г.	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "ННК-Саратовнефте-	ФБУ "Саратовский ЦСМ им. Б.А. Дубовикова", г. Саратов	24.08.2021

						Тюмень	Тюмень				газдобыча"), г. Саратов		
7.	Резервуар вертикальный стальной цилиндрический	РВС-2000	Е	84760-22	188	Общество с ограниченной ответственностью "Завод металлических конструкций" (ООО "ЗМК"), г. Пермь	Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-Заполярье" (ООО "Газпромнефть-Заполярье"), г. Тюмень	ОС	НА.ГНМЦ. 0621-21 МП, РМГ 105-2010	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-Заполярье" (ООО "Газпромнефть-Заполярье"), г. Тюмень	АО "Нефтеавтоматика", г. Казань	27.05.2021
8.	Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-5	Е	84761-22	14	Акционерное общество "Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций имени Н.Е. Крюкова" (АО "НЗРМК им. Н.Е. Крюкова"), Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк	Акционерное общество "Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций имени Н.Е. Крюкова" (АО "НЗРМК им. Н.Е. Крюкова"), Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Транснефть - Метрология" (АО "Транснефть - Метрология"), г. Москва	ООО фирма "Метролог", г. Казань	09.08.2021
9.	Резервуар железобетонный вертикальный цилиндрический	ЖБР-11500	Е	84762-22	2680/11,5-1	Акционерное общество "АП Саратовский завод резервуарных металлоконструкций" (АО "АП РМК"), г. Саратов	Акционерное общество "АП Саратовский завод резервуарных металлоконструкций" (АО "АП РМК"), г. Саратов	ОС	МП 004-10-2021	5 лет	ТЭЦ 8 филиал Публичного акционерного общества энергетики и электрификации "Мосэнерго" (ТЭЦ 8 филиал ПАО "Мосэнерго"), г. Москва	ООО фирма "Метролог", г. Казань	02.11.2021
10.	Резервуары вертикальные стальные цилин-	РВСП-10000	Е	84763-22	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 21, 22, 23, 24	Акционерное общество "Самарский резервуарный	Акционерное общество "Самарский резервуарный	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Астраханский газоперерабатывающий завод - филиал	ООО фирма "Метролог", г. Казань	19.11.2021

	дрические					завод" (АО "СРЗ"), г. Самара	завод" (АО "СРЗ"), г. Самара				Общества с ограниченной ответственностью "Газпром переработка" (Астраханский ГПЗ - филиал ООО "Газпром переработка"), г. Санкт-Петербург		
11.	Газоанализаторы стационарные со сменными сенсорами взрывозащищенные	ССС-903М19	С	84764-22	001, 002, 004	Акционерное общество "Электронстандартприбор" (АО "Электронстандартприбор"), г. Санкт-Петербург	Акционерное общество "Электронстандартприбор" (АО "Электронстандартприбор"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП 242-2463-2021	1 год	Акционерное общество "Электронстандартприбор" (АО "Электронстандартприбор"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	16.12.2021
12.	Клещи электроизмерительные	U1200	С	84765-22	U1213A № MY54350043	Компания "Keysight Technologies, Inc.", США; Завод-изготовитель: "Keysight Technologies Malaysia Sdn. Bhd", Малайзия	Компания "Keysight Technologies, Inc.", США	ОС	МП 206.1-121-2021	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Кейсайт Технолоджиз" (ООО "Кейсайт Технолоджиз"), г. Москва	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	19.11.2021
13.	Дефектоскоп внутритрубный ультразвуковой	40-ДФР.00-00.000	Е	84766-22	2160706	Акционерное общество "Транснефть - Диаскан" (АО "Транснефть - Диаскан"), Московская область, г. Луховицы	Акционерное общество "Транснефть - Диаскан" (АО "Транснефть - Диаскан"), Московская область, г. Луховицы	ОС	МП 042.Д4-21	1 год	Акционерное общество "Транснефть - Диаскан" (АО "Транснефть - Диаскан"), Московская область, г. Луховицы	ФГУП "ВНИИОФИ", г. Москва	16.12.2021

14.	Дефектоскоп внутритрубный ультразвуковой	10-УСК.04-00.000	Е	84767-22	30201	Акционерное общество "Транснефть - Диаскан" (АО "Транснефть - Диаскан"), Московская область, г. Луховицы	Акционерное общество "Транснефть - Диаскан" (АО "Транснефть - Диаскан"), Московская область, г. Луховицы	ОС	МП 040.Д4-21	1 год	Акционерное общество "Транснефть - Диаскан" (АО "Транснефть - Диаскан"), Московская область, г. Луховицы	ФГУП "ВНИИОФИ", г. Москва	16.12.2021
15.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО "КЭС" (4-я очередь)	Обозначение отсутствует	Е	84768-22	001	Общество с ограниченной ответственностью "КЭС" (ООО "КЭС"), г. Краснодар	Общество с ограниченной ответственностью "КЭС" (ООО "КЭС"), г. Краснодар	ОС	МИ 3000-2018	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	ООО "АСЭ", г. Владимир	16.12.2021

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 497

Регистрационный № 84768-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (4-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (4-я очередь) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС-приемника типа УСВ-2, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер АИИС КУЭ, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и накопление измерительной информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ. При этом, если вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН осуществляется в счетчиках, на втором уровне данное вычисление осуществляется умножением на коэффициент равный единице.

Также сервер АИИС КУЭ имеет возможность получать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Передача информации от сервера или АРМ коммерческому оператору с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭМ, системному оператору и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии любого расхождения сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При любом расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (4-я очередь).

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Наименование программного модуля ПО	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Наименование программного модуля ПО	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Наименование программного модуля ПО	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Наименование программного модуля ПО	Metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Наименование программного модуля ПО	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Наименование программного модуля ПО	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Наименование программного модуля ПО	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Наименование программного модуля ПО	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Наименование программного модуля ПО	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Наименование программного модуля ПО	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Маяк, КРУН-10 кВ, яч.3	ТВЛМ 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 45040-10	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL180 G6	активная реактивная
2	ПС 110 кВ ГОК, ЗРУ-10 кВ, 1с 10 кВ, яч.8	ТЛК 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 42683-09	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
3	ПС 110 кВ ГОК, ЗРУ-10 кВ, 2с 10 кВ, яч.15	ТЛК 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 42683-09	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
4	ПС 110 кВ Промзона, ЗРУ-10 кВ, III СШ 10 кВ, яч.21	ТОЛ 10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
5	ПС 110 кВ Промзона, ЗРУ-10 кВ, IV СШ 10 кВ, яч.24	ТОЛ 10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
6	ПС 35 кВ Курская, КРУН-10 кВ, яч.1, ВЛ 10 кВ	ТЛК 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 42683-09	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	БКТП 0182 10 кВ, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 10, КЛ 10 кВ	ТШЛ 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	ЗНОЛ(П)-НТЗ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	Меркурий 234 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL180 G6	активная реактивная
8	БКТП 0182 10 кВ, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 9, КЛ 10 кВ	ТШЛ 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	ЗНОЛ(П)-НТЗ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	Меркурий 234 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11		активная реактивная

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 собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
5. Указанные замены оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть, до срока наступления очередной поверки АИИС КУЭ.
6. На момент наступления очередной поверки изменения в АИИС КУЭ, отраженные в актах, вносятся в описание типа в порядке, установленном действующим законодательством РФ.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm\delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm\delta)$, %		
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1; 3; 6 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,9	2,6
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,9	2,6
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,1	3,2
	$0{,}01I_{1ном} \le I_1 < 0{,}05I_{1ном}$	2,1	3,0	5,5	2,4	3,3	5,6
2 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	0,9	1,2	2,0	1,5	1,8	2,4
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	0,9	1,2	2,0	1,5	1,8	2,4
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	1,1	1,6	2,8	1,6	2,0	3,1
	$0{,}01I_{1ном} \le I_1 < 0{,}05I_{1ном}$	2,0	3,0	5,4	2,4	3,2	5,5
4; 5 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,9	2,6
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,1	3,2
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	1,8	2,9	5,4	2,2	3,2	5,6
7; 8 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0{,}1I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}1I_{1ном}$	1,1	1,7	3,0	1,2	1,8	3,0
	$0{,}01I_{1ном} \le I_1 < 0{,}05I_{1ном}$	1,8	2,9	5,4	1,9	2,9	5,5

Примечания

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).

2 Погрешность в рабочих условиях указана для cos φ = 1,0; 0,8; 0,5 инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от плюс 15 до плюс 25 °С.

3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0{,}95$.

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы относительной основной погрешности измерений, $(\pm\delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm\delta)$, %	
		$\cos\varphi = 0,8$	$\cos\varphi = 0,5$	$\cos\varphi = 0,8$	$\cos\varphi = 0,5$
1; 3; 6 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1,2I_{1ном}$	2,1	1,5	3,7	3,4
	$0,2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	2,1	1,5	3,7	3,4
	$0,05I_{1ном} \le I_1 < 0,2I_{1ном}$	2,6	1,8	4,0	3,5
	$0,02I_{1ном} \le I_1 < 0,05I_{1ном}$	4,6	3,0	5,5	4,2
2 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1,2I_{1ном}$	1,9	1,4	3,5	3,3
	$0,2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	1,9	1,4	3,5	3,3
	$0,05I_{1ном} \le I_1 < 0,2I_{1ном}$	2,4	1,7	3,9	3,4
	$0,02I_{1ном} \le I_1 < 0,05I_{1ном}$	4,5	2,9	5,4	4,2
4; 5 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1,2I_{1ном}$	2,1	1,5	3,7	3,4
	$0,2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	2,6	1,8	4,0	3,5
	$0,05I_{1ном} \le I_1 < 0,2I_{1ном}$	4,4	2,7	5,4	4,0
7; 8 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1,2I_{1ном}$	1,9	1,2	2,3	1,8
	$0,2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	1,9	1,2	2,3	1,8
	$0,1I_{1ном} \le I_1 < 0,2I_{1ном}$	2,4	1,5	2,7	2,0
	$0,05I_{1ном} \le I_1 < 0,1I_{1ном}$	2,6	1,8	2,9	2,2
	$0,02I_{1ном} \le I_1 < 0,05I_{1ном}$	4,4	2,7	4,6	3,0

Примечания

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).

2 Погрешность в рабочих условиях указана для cos φ = 0,8; 0,5 инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от плюс 15 до плюс 25 °С.

3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	8
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ температура окружающей среды, °С	 от 99 до101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	 от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +15 до +25 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	 220000 3 100000 1 35000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	 114 5 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчиках и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
  - испытательной коробки;
  - сервера (серверного шкафа);
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - счетчика;
  - сервера.

Возможность коррекции времени:
- в счетчиках (функция автоматизирована);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (4-я очередь) типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ	3
Трансформатор тока	ТЛК	9
Трансформатор тока	ТОЛ 10	4
Трансформатор тока	ТШЛ	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)-НТЗ	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234	2
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	1
Сервер АИИС КУЭ	HP ProLiant DL180 G6	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Формуляр	АСВЭ 340.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (4-я очередь)», аттестованной ООО «АСЭ», аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (4-я очередь)
ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель
Общество с ограниченной ответственностью «КЭС» (ООО «КЭС)
Адрес юридического лица: 350000, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Гимназическая, д. 55/1
ИНН: 2308138781

Испытательный центр
Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике»
Место нахождения: г. Владимир, ул. Тракторная, д. 7А
Адрес юридического лица: г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15
Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц: RA.RU.312617

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 497

Регистрационный № 84767-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Дефектоскоп внутритрубный ультразвуковой 10-УСК.04-00.000

Назначение средства измерений

Дефектоскоп внутритрубный ультразвуковой 10-УСК.04-00.000 (далее по тексту - дефектоскоп) предназначен для измерений координат дефектов (вдоль оси трубы), измерений толщин стенок трубопроводов ультразвуковым методом, измерений времени отражения эхо-сигнала и амплитуды эхо-сигнала при проведении внутритрубного диагностирования.

Описание средства измерений

Принцип действия дефектоскопа основан на методе иммерсионного ультразвукового (далее – УЗК) импульсного отражения. Метод основан на особенностях распространения УЗК импульса в жидких и твердых средах, а также его отражения от границы раздела сред. Излучение и прием УЗК колебаний производится пьезоэлектрическими преобразователями (ПЭП). УЗК волны от ПЭП до объекта контроля распространяются через жидкость.

Конструктивно дефектоскоп состоит из соединенных между собой карданными соединениями секций: секций батарейных, секций электроники, секции одометрической и носителей датчиков. Конструктивно батарейная секция выполнена в виде герметичной оболочки с размещенными внутри электронными блоками и одной батареей электропитания. Секция одометрическая, с установленными на ней двумя одометрами, предназначена для определения пройденного дефектоскопом расстояния. Во время пропуска дефектоскопа по трубопроводу электронная аппаратура секции электроники осуществляет запись телеметрической, событийной и диагностической информации, поступающих с ПЭП. Носитель датчиков представляет собой механическое устройство, несущим элементом которого является корпус, в котором установлены ПЭП.

Конструкцией дефектоскопа предусмотрена его эксплуатация в шести вариантах исполнения в зависимости от диаметра трубопровода и типа диагностики (CD или WM, где CD – метод ультразвуковой диагностики, предназначенный для обнаружения и измерения трещин в стенке трубы и в сварных швах; WM – метод ультразвуковой диагностики, предназначенный для измерений толщины стенки), как показано в таблице 1.

Таблица 1 – Варианты исполнения дефектоскопа

Заводской номер дефектоскопа	Типоразмер (диаметр трубопровода)		Тип диагностики	Количество колёс одометров, шт.	Диаметр колеса одометра, мм	Количество ПЭП, шт.	
	мм	дюйм				WM	CD
30201	273,0	10 (ГОСТ и API)	WM	2	от 88,7 до 89,6	320	-
			CD			28	168
	323,9	12 API	WM			400	-
			CD			34	204
	325,0	12 ГОСТ	WM			400	-
			CD			34	204

В варианте использования дефектоскопа с типом диагностики WM, ПЭП WM располагаются в носителе датчиков по всей окружности трубы. Конструкция носителей датчиков обеспечивает расположение излучающей (и принимающей) поверхности ПЭП WM на некотором удалении (отступе) от внутренней поверхности трубы. Полость между ПЭП WM и трубой заполнена перекачиваемой по трубопроводу жидкостью. Излученная ПЭП WM УЗК волна распространяется по жидкости до внутренней границы стенки трубопровода. После частичного отражения от внешнего или внутреннего дефекта внутренней и внешней границ стенки трубы УЗК волны достигают ПЭП WM и преобразуются им в электрический сигнал.

В варианте использования дефектоскопа с типом диагностики CD, ПЭП CD в носителе датчиков установлены под углом к стенке трубы. Для излучения УЗК импульса и приема УЗК волны используется один и тот же ПЭП CD. Угол наклона ПЭП CD устанавливается таким образом, чтобы в стенке трубы можно было создать угол распространения УЗК волны примерно 45°. При помощи УЗК волн, распространяющихся в стенке трубы под углом 45°, обнаруживаются трещины с выходом на поверхность, которые для УЗК волны представляют собой угловой отражатель. УЗК волна отражается от такого отражателя и возвращается на источник излучения.

Дефектоскоп предназначен для диагностирования магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов нескольких диаметров, для этого в комплекте поставки имеется комплект сменных частей, соответствующих типоразмерам, приведенным в таблице 1.

Пломбирование дефектоскопа не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифрового обозначения наносится ударным способом на табличку, закреплённую на корпусе батарейной секции.

Фотография общего вида дефектоскопа в варианте использования с типом диагностики WM с указанием места нанесения заводского номера представлена на рисунке 1.

Фотография общего вида дефектоскопа в варианте использования с типом диагностики CD с указанием места нанесения заводского номера представлена на рисунке 2.

Рисунок 1 – Общий вид дефектоскопа внутритрубного ультразвукового 10-УСК.04-00.000 (в варианте использования с типом диагностики WM)

Рисунок 2 – Общий вид дефектоскопа внутритрубного ультразвукового 10-УСК.04-00.000 (в варианте использования с типом диагностики CD)

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) «Терминал внутритрубного дефектоскопа универсальный» служит для управления электронной аппаратурой дефектоскопа перед пропуском и после пропуска, для ее тестирования и настройки, отображения результатов измерения на экране персонального компьютера, передачи данных пропуска на внешние накопители.

Метрологически значимая часть не выделена, все ПО является метрологически значимым.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Терминал внутритрубного дефектоскопа универсальный
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	22.0592.21
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений координат дефекта (вдоль оси трубы), мм	от 278 до 18000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений координат дефекта (вдоль оси трубы), мм	± (34+0,0083·L)*
Диапазон измерений толщины стенки трубопровода УЗК методом, мм	от 3 до 30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений толщины стенки трубопровода УЗК методом, мм	± 0,3
Диапазон измерений времени отражения эхо-сигнала**, мкс	от 17 до 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени отражения эхо-сигнала**, мкс	± 0,5
Диапазон измерений амплитуды эхо-сигнала**, дБ	от 3 до 40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуды эхо-сигнала**, дБ - в диапазоне от 3 до 35 дБ включ. - в диапазоне св. 35 до 40 дБ	 ± 3,0 ± 3,5
_____ * Где L – измеренная координата дефекта (вдоль оси трубы), мм ** В варианте использования дефектоскопа с типом диагностики CD	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Наружный диаметр обследуемого трубопровода $D_н$, мм	273,0	323,9	325,0
Рабочая среда эксплуатации	нефть, нефтепродукты и неагрессивные жидкости		
Максимальное давление в трубопроводе, МПа	14		
Допустимая скорость движения дефектоскопа, м/с - для WM - для CD	 от 0,2 до 3,2 0,2 до 2,0		
Допустимая овальность трубопровода, % от $D_н$, не более	6		
Максимальная протяженность участка, обследуемого за один пропуск, при средней скорости движения 1 м/с, км	100		
Напряжение внешнего источника питания, В	от 20 до 30		
Температура среды эксплуатации дефектоскопа, °С	от - 15 до + 60		
Температура хранения, °С	от 0 до + 35		
Температура транспортирования, °С	от - 40 до + 50		
Срок службы дефектоскопа, лет, не менее	6		
Маркировка взрывозащиты	0Ex db sa [ia] IIB T3 Ga X		

Таблица 5 – Основные технические характеристики (длина и масса дефектоскопа)

Диаметр трубопровода, мм	Тип диагностики	Количество секций	Наименование характеристики	
			Длина, мм	Масса дефектоскопа (включая батареи) без ТЗУ, кг
273,0	CD	6	4519	254
	WM	6		
323,9	CD	6	4671	280
	WM	6		
325,0	CD	6		
	WM	6		

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист руководства по эксплуатации в правом верхнем углу методом печати. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерения

Таблица 6 – Комплектность дефектоскопа

Наименование	Обозначение	Количество
Дефектоскоп внутритрубный ультразвуковой	10-УСК.04-00.000	1 шт.
Комплект сменных частей дефектоскопа типоразмера 273,0 мм	10-УСК.04-20.010	1 компл.
Комплект сменных частей дефектоскопа типоразмеров 323,9 и 325,0 мм	10-УСК.04-20.020	1 компл.
Комплект сменных частей секции батарейной типоразмеров 323,9 и 325,0 мм	10-УСК.04-20.030	1 компл.
Комплект сменных частей секции батарейной дополнительной типоразмеров 323,9 и 325,0 мм	10-УСК.04-20.040	1 компл.
Комплект сменных частей секции одометрической типоразмеров 323,9 и 325,0 мм	10-УСК.04-20.050	1 компл.
Комплект сменных частей секции электроники типоразмеров 323,9 и 325,0 мм	10-УСК.04-20.060	1 компл.
Комплект сменных частей секции электроники типоразмеров 323,9 и 325,0 мм	10-УСК.04-20.070	1 компл.
Носители датчиков CD 10"	10-УСК.04-20.100	1 компл.
Носители датчиков WM 10"	10-УСК.04-20.110	1 компл.
Носители датчиков CD 12"	10-УСК.04-20.120	1 компл.
Носители датчиков WM 12"	10-УСК.04-20.130	1 компл.
Транспортировочно – запасовочное устройство	10-УЗД.03-10.000	1 компл.
Комплект запасовочный	10-УЗД.04-41.010	1 компл.
Комплект вспомогательного оборудования	10-УЗД.04-01.000	1 компл.
Комплект запасных частей	10-УЗД.04-02.000	1 компл.
Комплект инструмента и принадлежностей	10-УЗД.04-03.000	1 компл.
Комплект терминала	10-УЗД.04-60.000	1 компл.

Продолжение таблицы 6

Комплект оборудования для обслуживания электроники	10-УЗД.04-50.000	1 компл.
Комплект грузоподъемных средств	10-УЗД.04-01.100	1 компл.
Комплект эксплуатационных документов	-	1 компл.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в Руководстве оператора 22.0592-34 «Терминал внутритрубного дефектоскопа универсальный», раздел 3.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к дефектоскопу внутритрубному ультразвуковому 10-УСК.04-00.000

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29.12.2018 г. № 2840 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм».

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31.07.2018 г. № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты».

ГОСТ Р 8.851-2013 «Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений ослабления электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 0 до 178 ГГц».

ТУ 4834-094-18024722-2013 Дефектоскопы внутритрубные ультразвуковые типа УСК. Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть - Диаскан» (АО «Транснефть - Диаскан»)
ИНН: 5072703668
Адрес: 140501, Россия, Московская область, г. Луховицы, ул. Куйбышева, 7
Телефон +7 (496) 632-40-36
Факс: +7 (496) 636-16-33
E-mail: postman@ctd.transneft.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт оптико-физических измерений» (ФГУП «ВНИИОФИ»)
Адрес: 119361, Россия, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: +7 (495) 437-56-33
Факс: +7 (495) 437-31-47
E-mail: vniiofi@vniiofi.ru
Аттестат аккредитации № 30003-2014 от 23.06.2014 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 497

Регистрационный № 84766-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Дефектоскоп внутритрубный ультразвуковой 40-ДФР.00-00.000

Назначение средства измерения

Дефектоскоп внутритрубный ультразвуковой 40-ДФР.00-00.000 (далее по тексту - дефектоскоп) предназначен для измерений координат дефектов (вдоль оси трубы), измерений толщин стенок трубопроводов ультразвуковым методом, измерений времени отражения эхо-сигнала и амплитуды эхо-сигнала при проведении внутритрубного диагностирования.

Описание средства измерений

Принцип действия дефектоскопа основан на методе иммерсионного ультразвукового (далее – УЗК) импульсного отражения. Метод основан на особенностях распространения УЗК импульса в жидких и твердых средах, а также его отражения от границы раздела сред. Излучение и прием УЗК колебаний производится пьезоэлектрическими преобразователями (ПЭП). УЗК волны от ПЭП до объекта контроля распространяются через жидкость.

Конструктивно дефектоскоп состоит из соединенных между собой карданными соединениями секций, количество и состав которых зависит от варианта комплектации в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1 – Варианты комплектации дефектоскопа и их состав

Заводской номер дефектоскопа	Типоразмер (диаметр)		Комплектация	Секции дефектоскопа		
	мм	дюйм		батарейная	ультразвуковая 1	ультразвуковая 2
2160706	1020	40	WM, CDL, CDC	+	+	+
			WM, CDL	+	+	-
			WM, CDC	+	-	+
	1067	42	WM, CDL, CDC	+	+	+
			WM, CDL	+	+	-
			WM, CDC	+	-	+

Продолжение таблицы 1

Заводской номер дефектоскопа	Типоразмер (диаметр)		Комплектация	Секции дефектоскопа		
	мм	дюйм		батарейная	ультразвуковая 1	ультразвуковая 2
2160706	1220	48	WM, CDL, CDC	+	+	+
			WM, CDL	+	+	-
			WM, CDC	+	-	+

Примечания:
1 WM - метод ультразвуковой диагностики, предназначенный для измерений толщины стенки трубопровода; CDL - метод ультразвуковой диагностики, предназначенный для обнаружения трещин и трещиноподобных дефектов, расположенных вдоль трубопровода; CDC - метод ультразвуковой диагностики, предназначенный для обнаружения трещин и трещиноподобных дефектов, расположенных в поперечном сечении трубопровода.
2 Знаком «+» обозначено наличие секции, знаком «-» - отсутствие.

Батарейная секция предназначена для обеспечения электропитанием всего электронного оборудования дефектоскопа. Кроме того, в батарейной секции установлена аппаратура бортового маркерного приемопередатчика для связи дефектоскопа с наземной маркерной системой, а также одометры для определения пройденного дефектоскопом расстояния.

Ультразвуковые секции предназначены для сбора и записи УЗК данных о состоянии стенок трубопровода при пропуске дефектоскопа.

ПЭП WM располагаются по всей окружности трубы в полозах ультразвуковой секции дефектоскопа. Конструкция полозов обеспечивает расположение излучающей (и принимающей) поверхности ПЭП WM на некотором удалении (отступе) от внутренней поверхности трубы. Полость между ПЭП WM и трубой заполнена перекачиваемой по трубопроводу жидкостью. Излученная ПЭП WM УЗК волна распространяется по жидкости до внутренней границы стенки трубопровода. После частичного отражения от внешнего или внутреннего дефекта внутренней и внешней границ стенки трубы УЗК волны достигают ПЭП WM и преобразуются им в электрический сигнал.

ПЭП ФАР дефектоскопа (ФАР – фазированная антенная решетка) в процессе пропуска по трубопроводу обеспечивают обнаружение трещин и трещиноподобных дефектов в стенке трубы. ПЭП ФАР в носителе датчиков установлены под углом к стенке трубы. Для излучения УЗК импульса и приема УЗК волны используется один и тот же ПЭП ФАР. Угол распространения УЗК волны создаваемой датчиком ФАР можно изменять «на ходу». При помощи УЗК волн, распространяющихся в стенке трубы, обнаруживаются трещины с выходом на поверхность, которые для УЗК волны представляют собой угловой отражатель. УЗК волна отражается от такого отражателя и возвращается на источник излучения.

Количество ПЭП дефектоскопа в зависимости от варианта комплектации указано в таблице 2.

Таблица 2 – Количество ПЭП дефектоскопа

Типоразмер (диаметр)		Комплектация	Количество колёс одометров, шт	Диаметр колеса одометра, мм	Количество ПЭП, шт	
мм	дюйм				WM	ФАР
1020	40	WM, CDL, CDC	3	от 133,2 до 134,5	1680	840
		WM, CDL			840	420
		WM, CDC			840	420
1067	42	WM, CDL, CDC			1792	896
		WM, CDL			896	448
		WM, CDC			896	448
1220	48	WM, CDL, CDC			2016	1008
		WM, CDL			1008	504
		WM, CDC			1008	504

Дефектоскоп предназначен для диагностирования магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов нескольких диаметров, для этого в комплекте поставки имеется комплект сменных частей, соответствующих типоразмерам, приведенным в таблице 1.

Пломбирование дефектоскопа не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифрового обозначения наносится методом гравирования на табличке, которая закреплена на задней крышке батарейной секции.

Фотография общего вида дефектоскопа с указанием места нанесения заводского номера представлена на рисунке 1.

Рисунок 1 – Общий вид дефектоскопа внутритрубного ультразвукового 40-ДФР.00-00.000

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) «Терминал внутритрубного дефектоскопа универсальный» служит для управления электронной аппаратурой дефектоскопа перед пропуском и после пропуска, для ее тестирования и настройки, отображения результатов измерения на экране персонального компьютера, передачи данных пропуска на внешние накопители.

Метрологически значимая часть не выделена, все ПО является метрологически значимым.

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

Таблица 3 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Терминал внутритрубного дефектоскопа универсальный
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	22.0592.21
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений координат дефекта (вдоль оси трубы), мм	от 418 до 18000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений координат дефекта (вдоль оси трубы), мм	± (34+0,0083·L)*
Диапазон измерений толщины стенки трубопровода УЗК методом, мм	от 3 до 30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений толщины стенки трубопровода УЗК методом, мм	± 0,3
Диапазон измерений времени отражения эхо-сигнала**, мкс	от 17 до 130
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени отражения эхо-сигнала**, мкс	± 0,5
Диапазон измерений амплитуды эхо-сигнала**, дБ	от 3 до 40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуды эхо-сигнала**, дБ - в диапазоне от 3 до 35 дБ включ. - в диапазоне св. 35 до 40 дБ	 ± 3,0 ± 3,5
_____ * Где L – измеренная координата дефекта (вдоль оси трубы), мм ** Для ПЭП ФАР дефектоскопа.	

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Наружный диаметр обследуемого трубопровода $D_н$, мм	1020	1067	1220
Рабочая среда эксплуатации	нефть, нефтепродукты и неагрессивные жидкости		
Максимальное давление в трубопроводе, МПа	14		
Допустимая скорость движения дефектоскопа, м/с	от 0,2 до 2,0		
Допустимая овальность трубопровода, % от $D_н$, не более	6		
Напряжение питания от внешнего источника, В	от 27 до 30		
Температура среды эксплуатации дефектоскопа, °С	от - 15 до + 60		
Температура хранения, °С	от 0 до + 35		

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Температура транспортирования, °С	от - 40 до + 50
Срок службы дефектоскопа, лет, не менее	6
Маркировка взрывозащиты	0Ex db sa [ia] IIA T5 Ga X

Таблица 6 – Основные технические характеристики (длина и масса дефектоскопа)

Типоразмер (диаметр) трубопровода, мм	Вариант комплектации	Наименование характеристики	
		Длина, мм	Масса дефектоскопа (включая батареи) без ТЗУ, кг
1020	WM, CDL, CDC	8339	4440
	WM, CDL	5410	3040
	WM, CDC	5410	3040
1067	WM, CDL, CDC	8339	4610
	WM, CDL	5410	3150
	WM, CDC	5410	3150
1220	WM, CDL, CDC	8562	5100
	WM, CDL	5630	3470
	WM, CDC	5630	3470

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации в правом верхнем углу методом печати. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерения

Таблица 7 – Комплектность дефектоскопа

Наименование	Обозначение	Количество
Дефектоскоп внутритрубный ультразвуковой	40-ДФР.00-00.000	1 шт.
Комплект оборудования для обслуживания секции батарейной	40-ДКФ.00-20.000	1 компл.
Комплект оборудования для обслуживания секции ультразвуковой	40-ДКФ.00-30.000	1 компл.
Транспортировочно – запасовочное устройство	40-ДКФ.00-10.000	1 компл.
Комплект вспомогательного оборудования	40-ДКФ.00-01.000	1 компл.
Комплект вспомогательного оборудования	40-ДКФ.00-10.500	1 компл.
Комплект сменных частей	48-ДКП.00-31.100	1 компл.
Комплект ключей	40-ДКФ.00-03.010	1 компл.
Комплект запасных частей	40-ДКФ.00-02.000	1 компл.
Комплект инструмента и принадлежностей	40-ДКФ.00-03.000	1 компл.
Комплект терминала	40-ДКФ.00-60.000	1 компл.
Комплект коммутатора терминала	40-ДКП.00-60.700	1 компл.

Продолжение таблицы 7

Наименование	Обозначение	Количество
Комплект оборудования для обслуживания электроники	40-ДКФ.00-50.000	1 компл.
Комплект грузоподъемных приспособлений	40-ДКФ.00-01.100	1 компл.
Комплект эксплуатационных документов	-	1 компл.

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в Руководстве оператора 22.0592-34 «Терминал внутритрубного дефектоскопа универсальный», раздел 3.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к дефектоскопу внутритрубному ультразвуковому 40-ДФР.00-00.000

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29.12.2018 г. № 2840 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм».

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31.07.2018 г. № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты».

ГОСТ Р 8.851-2013 «Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений ослабления электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 0 до 178 ГГц».

ТУ 2651-003-18024722-2018 Дефектоскопы внутритрубные ультразвуковые типа ДФР. Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть - Диаскан» (АО «Транснефть - Диаскан»)
ИНН: 5072703668
Адрес: 140501, Россия, Московская область, г. Луховицы, ул. Куйбышева, 7
Телефон +7 (496) 632-40-36
Факс: +7 (496) 636-16-33
E-mail: postman@ctd.transneft.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт оптико-физических измерений» (ФГУП «ВНИИОФИ»)
Адрес: 119361, Россия, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: +7 (495) 437-56-33
Факс: +7 (495) 437-31-47
E-mail: vniiofi@vniiofi.ru
Аттестат аккредитации № 30003-2014 от 23.06.2014 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 497

Регистрационный № 84765-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Клещи электроизмерительные U1200

Назначение средства измерений

Клещи электроизмерительные U1200 (далее по тексту – клещи) предназначены для измерений напряжения постоянного и переменного тока; силы постоянного и переменного тока; электрического сопротивления постоянному току; электрической емкости; частоты; температуры с помощью преобразователей термоэлектрических (термопар).

Описание средства измерений

Клещи представляют собой многофункциональные переносные цифровые измерительные приборы (ЦИП), принцип действия которых состоит в бесконтактном методе измерений силы постоянного и переменного тока. Метод основан на применении разъемного магнитопровода с двойным датчиком на эффекте Холла с последующим преобразованием входного аналогового сигнала с помощью АЦП, дальнейшей его обработке и отображении результатов измерений на жидкокристаллическом (LCD) дисплее.

Для измерений напряжения и силы переменного тока в приборах использованы детекторы истинных среднеквадратических (True RMS) значений.

Измерение силы постоянного и переменного тока производится без разрыва измерительной цепи путем охвата проводника токоизмерительным зажимом. Измерение остальных физических величин производится с помощью отдельных измерительных входов. Измерение температуры осуществляется при помощи внешней термопары типа «К».

Клещи выпускаются в трех модификациях: U1211A, U1212A, U1213A, отличающихся между собой набором выполняемых функций, габаритными размерами и массой.

Функциональные отличия модификаций представлены в таблице 1.

Управление процессами измерений осуществляется встроенным микроконтроллером. Результаты измерений отображаются на дисплее в цифровом виде и в виде сегментной гистограммы. Результаты измерений могут быть переданы на внешний компьютер с помощью интерфейсов IR (инфракрасный порт) и Bluetooth (опционально с внешним адаптером).

Клещи имеют сервисные функции индикации заряда батареи питания, подсветки дисплея, автоматического отключения при бездействии, регистрации минимальных и максимальных значений, автоматического и ручного выбора диапазона измерений. Также клещи обладают функциями определения целостности цепи, коэффициента заполнения, проверки диодов.

Основные узлы клещей: разъемный магнитопровод с датчиком Холла, входные делители, блок нормализации сигналов, АЦП, микроконтроллер, устройство управления, блок питания, клавиатура, дисплей.

Конструктивно клещи выполнены в пластиковых корпусах. На лицевой панели расположены поворотный переключатель режимов работы, дисплей, функциональные клавиши, входные разъемы. На задней панели находится батарейный отсек.

Питание клещей осуществляется от сменной батареи питания.

Общий вид клещей представлен на рисунках 1 – 4.

Пломбирование клещей электроизмерительных U1200 не предусмотрено. Нанесение знака поверки на клещи не предусмотрено.

Место нанесения заводских (серийных) номеров – на тыльной панели корпуса; способ нанесения – типографская печать на бумажной наклейке; формат – буквенно-цифровой код, состоящий из букв латинского алфавита и арабских цифр.

Рисунок 1 – Общий вид клещей электроизмерительных U1211A

Рисунок 2 – Общий вид клещей электроизмерительных U1212A

Рисунок 3 – Общий вид клещей электроизмерительных U1213A

Рисунок 4 – Общий вид клещей электроизмерительных U1213A. Вид сзади

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Функциональные характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций		
	U1211A	U1212A	U1213A
Измерение напряжения постоянного тока	Да	Да	Да
Измерение напряжения переменного тока	Да	Да	Да
Измерение силы постоянного тока	Нет	Да	Да
Измерение силы переменного тока	Да	Да	Да
Измерение электрического сопротивления постоянному току	Да	Да	Да
Измерение электрической емкости	Да	Да	Да
Измерение частоты	Да	Да	Да
Измерение температуры с помощью термопар	Нет	Да	Да
Определение коэффициента заполнения	Нет	Нет	Да

Таблица 2 – Метрологические характеристики в режиме измерений напряжения постоянного тока

Модификация	Пределы измерений, В	Разрешение (единица младшего разряда (е.м.р.)), В	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений, В
U1211A	400	0,1	±(0,005·U+5 е.м.р.)
	1000	1	±(0,005·U+3 е.м.р.)
U1212A	400	0,1	±(0,005·U+3 е.м.р.)
	1000	1	
U1213A	4	0,001	±(0,002·U+5 е.м.р.)
	40	0,01	
	400	0,1	
	1000	1	±(0,005·U+3 е.м.р.)
Примечание – U - измеренное значение напряжения постоянного тока, В			

Таблица 3 – Метрологические характеристики в режиме измерений напряжения переменного тока

Модификация	Диапазон частот	Пределы измерений, В	Разрешение (единица младшего разряда (е.м.р.)), В	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений, В
U1211A, U1212A	от 45 до 400 Гц	400	0,1	±(0,01·U+5 е.м.р.)
		1000	1	
U1213A	от 45 до 400 Гц включ.	4	0,001	±(0,01·U+5 е.м.р.)
		40	0,01	
		400	0,1	
		1000	1	
	св. 400 Гц до 2 кГц	4	0,001	±(0,02·U+5 е.м.р.)
		40	0,01	
		400	0,1	
		1000	1	
Примечание – U - измеренное значение напряжения переменного тока, В				

Таблица 4 – Метрологические характеристики в режиме измерений силы постоянного тока

Модификация	Пределы измерений, А	Разрешение (единица младшего разряда (е.м.р.)), А	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, А
U1212A, U1213A	40	0,01	±(0,015·I+15 е.м.р.)
	400	0,1	±(0,015·I+3 е.м.р.)
	1000	1	±(0,02·I+5 е.м.р.)
Примечание – I - измеренное значение силы постоянного тока, А			

Таблица 5 – Метрологические характеристики в режиме измерений силы переменного тока

Модификация	Диапазон частот	Предел измерений, А	Разрешение (единица младшего разряда (е.м.р.)), А	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений, А
U1211A	от 45 до 400 Гц	40	0,01	±(0,01·I+10 е.м.р.)
		400	0,1	±(0,01·I+5 е.м.р.) [1)]
		1000	1	

Продолжение таблицы 5

Модификация	Диапазон частот	Предел измерений, А	Разрешение (единица младшего разряда (е.м.р.)), А	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений, А
U1212A, U1213A	от 45 до 65 Гц включ.	40	0,01	±(0,02·I+10 е.м.р.)
		400	0,1	±(0,02·I+5 е.м.р.)
		1000	1	±(0,025·I+5 е.м.р.)
	св. 65 до 200 Гц включ.	40	0,01	±(0,03·I+10 е.м.р.)
		400	0,1	±(0,03·I+5 е.м.р.)
		1000	1	
	св. 200 до 300 Гц включ.	40	0,01	±(0,035·I+10 е.м.р.)
		400	0,1	±(0,035·I+5 е.м.р.)
		1000	1	
	св. 300 до 400 Гц	40	0,01	±(0,065·I+10 е.м.р.)
		400	0,1	±(0,065·I+5 е.м.р.)
		1000	1	
Примечания I – измеренное значение силы переменного тока, А; 1) – погрешность на пределе 1000 А нормируется в диапазоне частот от 45 до 65 Гц. В диапазоне частот свыше 65 Гц погрешность нормируется до 700 А				

Таблица 6 – Метрологические характеристики в режиме измерений электрического сопротивления постоянному току

Модификация	Пределы измерений	Разрешение (единица младшего разряда (е.м.р.))	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений, Ом, кОм, МОм
U1211A	400 Ом	0,1 Ом	±(0,005·R+3 е.м.р.)
	4 кОм	0,001 кОм	
U1212A	400 Ом	0,1 Ом	±(0,005·R+3 е.м.р.)
	4 кОм	0,001 кОм	
U1213A	400 Ом	0,1 Ом	±(0,003·R+3 е.м.р.)
	4 кОм	0,001 кОм	
	40 кОм	0,01 кОм	
	400 кОм	0,1 кОм	
	4 МОм	0,001 МОм	±(0,006·R+3 е.м.р.)
	40 МОм	0,01 МОм	±(0,02·R+5 е.м.р.)
Примечание – R - измеренное значение электрического сопротивления постоянному току, Ом, кОм, МОм			

Таблица 7 – Метрологические характеристики в режиме измерений электрической емкости

Модификация	Пределы измерений, мкФ	Разрешение (единица младшего разряда (е.м.р.)), мкФ	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений, мкФ
U1211A, U1212A	400	0,1	±(0,02·C+4 е.м.р.)
	4000	1	±(0,03·C+4 е.м.р.)
U1213A	4	0,001	±(0,01·C+4 е.м.р.)
	40	0,01	
	400	0,1	±(0,02·C+4 е.м.р.)
	4000	1	±(0,03·C+4 е.м.р.)
Примечание – C - измеренное значение электрической емкости, мкФ			

Таблица 8 – Метрологические характеристики в режиме измерений частоты

Модификация	Пределы измерений	Разрешение (единица младшего разряда (е.м.р.))	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений, Гц, кГц
U1211A, U1212A, U1213A	99,99 Гц	0,01 Гц	±(0,002·F+3 е.м.р.)
	999,9 Гц	0,1 Гц	
	9,999 кГц	0,001 кГц	
	99,99 кГц	0,01 кГц	
	999,9 кГц	0,1 кГц	
Примечание – F - измеренное значение частоты, Гц, кГц			

Таблица 9 – Метрологические характеристики в режиме измерений температуры с помощью преобразователей термоэлектрических (термопар)

Модификация	Тип термопары	Диапазоны измерений, °С	Разрешение (единица младшего разряда (е.м.р.)), °С	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений, °С
U1212A, U1213A	K	от –200 до –40 включ.	0,1	±(0,01·T+30 е.м.р.)
		св. –40 до +1372		±(0,01·T+10 е.м.р.)
Примечание – T - измеренное значение температуры, °С				

Таблица 10 – Температурный коэффициент

Модификация	Температурный коэффициент, /°С
U1211A, U1212A, U1213A	0,1

Таблица 11 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В	9 [1)]
Габаритные размеры, мм, (длина×ширина×высота) модификация U1211A модификации U1212A, U1213A	 273×106×43 260×106×43
Масса, кг: модификации U1211A модификации U1212A, U1213A	 0,625 [2)] 0,525 [2)]

Продолжение таблицы 11

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %	 от +18 до +28 до 80
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %	 от –10 до +50 80 при температуре +30 °С
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	10 000
Примечания 1) – питание от одной батареи типоразмера 6LR61/6F22; 2) – с батареей питания	

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

Комплектность средства измерений

Таблица 12 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Клещи электроизмерительные U1200 (модификация по заказу)	U1211A, U1212A, U1213A	1 шт.
Измерительные кабели с пробниками	–	2 шт.
Сумка для переноски	–	1 шт.
Батарея питания	–	1 шт.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в руководстве по эксплуатации в разделе 2 «Выполнение измерений».

Нормативные документы, устанавливающие требования к клещам электроизмерительным U1200

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

ГОСТ 14014-91 «Приборы и преобразователи измерительные цифровые напряжения, тока, сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний»

ГОСТ 8.027-2001 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 03 сентября 2021 г. № 1942 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^{9}$ Гц»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 01 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 14 мая 2015 г. № 575 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^{6}$ Гц»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»

ГОСТ 8.371-80 «ГСИ. Государственный первичный эталон и общесоюзная поверочная схема для средств измерений электрической емкости»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 июля 2018 г. № 1621 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

Изготовитель

Компания «Keysight Technologies, Inc.», США

Место нахождения и адрес юридического лица: 1400 Fountaingrove Parkway Santa Rosa, CA 95403-1738, USA

Адрес деятельности: 1400 Fountaingrove Parkway Santa Rosa, CA 95403-1738, USA

Завод-изготовитель:

«Keysight Technologies Malaysia Sdn. Bhd», Малайзия

Адрес деятельности: Bayan Lepas Free Industrial Zone, 11900, Penang, Malaysia

Испытательный центр

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ «ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ» (ФГБУ «ВНИИМС»).

Место нахождения и адрес юридического лица: 119361, г. МОСКВА, ВН.ТЕР.Г. МУНИЦИПАЛЬНЫЙ ОКРУГ ОЧАКОВО-МАТВЕЕВСКОЕ, УЛ. ОЗЁРНАЯ, Д. 46.

Аттестат аккредитации ФГБУ «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 «28» февраля 2022 г. № 497

Регистрационный № 84764-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы стационарные со сменными сенсорами взрывозащищенные ССС-903М19

Назначение средства измерений

Газоанализаторы стационарные со сменными сенсорами взрывозащищенные ССС-903М19 предназначены для измерений объемной доли кислорода и диоксида углерода, объемной доли и довзрывоопасной концентрации горючих газов, а также массовой концентрации и объемной доли вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

Описание средства измерений

Газоанализаторы стационарные со сменными сенсорами взрывозащищенные ССС-903М19 (далее - газоанализаторы) являются стационарными одноканальными приборами непрерывного действия.

Принцип действия газоанализаторов определяется типом установленного преобразователя газового:

- ПГТ-903У – термокаталитический;
- ПГО-903У – оптический;
- ПГЭ-903У – электрохимический;

Способ отбора пробы – диффузионный.

Конструктивно газоанализаторы выполнены одноблочными и состоят из устройства порогового УПЭС-903М19 одного сменного преобразователя газового (ПГТ-903М19, ПГЭ-903М19, ПГО-903М19).

УПЭС-903М19 выпускаются в корпусе из алюминиевых сплавов.

Преобразователи газовые ПГТ-903М19, ПГЭ-903М19, ПГО-903М19, имеют встроенную флэш-память, в которой хранятся градуировочные коэффициенты и прочие настроечные параметры, автоматически считываемые при подключении к устройству пороговому УПЭС-903М19.

Преобразователи газовые выпускаются в корпусе из нержавеющей стали. или алюминиевых сплавов.

Выходными сигналами газоанализаторов являются:

- показания цифрового дисплея (в варианте исполнения УПЭС-903М19 с органами управления и индикации);
- унифицированный аналоговый выходной сигнал 4-20 мА в диапазоне показаний;
- цифровой, интерфейс RS 485 с протоколом Modbus RTU;
- цифровой, протокол HART (используется низкоуровневая модуляция, наложенная на аналоговый сигнал 4-20 мА. Модуляция цифрового сигнала осуществляется по стандарту BELL-202, скорость связи 1200 бод);
- замыкание и размыкание контактов реле, срабатывающие при превышении 2 -х ("низкий", "аварийный") программно-конфигурируемых уровней;
- размыкание и замыкание контактов реле «исправность» при неисправности первичного преобразователя.

Протокол HART также используется для подключения коммуникатора и выполнения необходимых сервисных операций в полевых условиях (считывание результатов измерений, установка нулевых показаний и градуировка, задание порогов срабатывания).

Дисплей газоанализатора отображает следующие данные:

- мигающий символ (колокольчик), указывающий на работу прибора;
- результат измерений содержания определяемого компонента, химическую формулу, обозначение единицы измерений;
- тип установленного преобразователя газового;
- состояние порогов срабатывания сигнализации (сработал или не сработал);
- состояние реле (замкнуто или разомкнуто);

Заводской номер наносится на табличку, расположенную на верхней части корпуса УПЭС-903М19.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид газоанализаторов, места пломбирования от несанкционированного доступа (показаны стрелками) и вид шильдика приведены на рисунках 1 и 2.

а) ССС-903М19 (исполнение с органами управления (магнитные элементы) и индикации)

б) ССС-903М19 (исполнение с органами управления (пленочная клавиатура) и индикации)

в) ССС-903М19 (исполнение без органов управления и индикации)

Рисунок 1 - Общий вид газоанализаторов и места пломбирования от несанкционированного доступа

Рисунок 2 - Общий вид шильдика газоанализатора

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение (ПО).

Встроенное ПО разработано изготовителем специально для измерений объемной доли кислорода и диоксида углерода, объемной доли и довзрывоопасной концентрации горючих газов, а также массовой концентрации и объемной доли вредных веществ в воздухе рабочей зоны:

- обработку и передачу измерительной информации от преобразователей газовых;
- отображение результатов измерений на дисплее (при наличии);
- формирование выходного аналогового и цифрового сигналов;
- диагностику аппаратной части газоанализатора и целостности фиксированной части встроенного ПО.

Программное обеспечение идентифицируется при включении газоанализаторов путем вывода на дисплей номера версии, а также по запросу через цифровой интерфейс RS-485 или HART.

Газоанализаторы обеспечивают возможность работы с автономным ПО "903mCalibr" для персонального компьютера под управлением ОС семейства Windows®.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	sss903-m19_21_17.hex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v.21_17
Цифровой идентификатор ПО	7a8c018b CRC32
Другие идентификационные данные (если имеются)	-
Примечание - Номер версии программного обеспечения должен быть не ниже указанного в таблице. Значение контрольной суммы указано для файла версии, указанной в таблице.	

Влияние встроенного программного обеспечения газоанализаторов учтено при нормировании метрологических характеристик.

Газоанализаторы имеют защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты – «средний» по Р 50.2.077—2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с преобразователями газовыми ПГТ-903М19

Тип преобразователя	Определяемый компонент (измерительный канал)	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента, %	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, %	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, объемная доля определяемого компонента, %
ПГТ-903М19-метан	CH_4	от 0 до 4,4	от 0 до 2,2	±0,22
ПГТ-903М19-пропан	C_3H_8	от 0 до 1,7	от 0 до 0,85	±0,085
ПГТ-903М19-гексан	C_6H_{14}	от 0 до 1	от 0 до 0,5	±0,05

Примечания:

1) Диапазон показаний в единицах измерений объемной доли определяемого компонента, %, соответствует диапазону показаний довзрывоопасной концентрации определяемого компонента от 0 до 100 % НКПР.

2) Диапазон измерений в единицах измерений объемной доли определяемого компонента, %, соответствуют диапазону измерений довзрывоопасной концентрации определяемого компонента от 0 до 50 % НКПР.

3) Пересчет значений концентрации определяемого компонента, выраженной в объемных долях, %, в значения довзрывоопасной концентрации, % НКПР, проводится с использованием данных ГОСТ Р МЭК 60079-20-1-2011.

Таблица 3 - Диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с преобразователями газовыми ПГО-903М19

Тип преобразователя	Определяемый компонент (измерительный канал)	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности	
				абсолютной, объемная доля	относительной
ПГО-903М19-метан	CH4	от 0 до 4,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 2,2 % включ.	±0,13 %	-
			св. 2,2 до 4,4 %	-	±5 %

Тип преобразователя	Определяемый компонент (измерительный канал)	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности	
				абсолютной, объемная доля	относительной
ПГО-903М19-пропан	C_3H_8	от 0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,85 % включ.	±0,05 %	-
			св. 0,85 до 1,7 %	-	±5 %
ПГО-903М19-гексан	C_6H_{14}	от 0 до 1,0 % (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,5% включ.	±0,03 %	-
			св. 0,5 до 1,0 %	-	±5 %
ПГО-903М19-диоксид углерода	CO_2	от 0 до 2 %	от 0 до 2 %	±(0,03+0,05C_X) %	-
ПГО-903М19-диоксид углерода	CO_2	от 0 до 5 %	от 0 до 5 %	±(0,03+0,05C_X) %	-

Примечания:
1) C_X – значение содержания определяемого компонента на входе газоанализатора.
2) Пересчет значений концентрации определяемого компонента, выраженной в объемных долях, %, в значения довзрывоопасной концентрации, % НКПР, проводится с использованием данных ГОСТ Р МЭК 60079-20-1-2011.

Таблица 4- Диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с преобразователями газовыми ПГЭ-903М19

Тип преобразователя	Определяемый компонент (измерительный канал)	Диапазон измерений содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
		объемной доли	массовой концентрации, мг/м^3	абсолютной	относительной
ПГЭ-903М19-сероводород-45	H_2S	от 0 до 7 млн$^{-1}$ включ.	от 0 до 10 включ.	±2,0 мг/м^3	-
		св. 7 до 32 млн$^{-1}$	св. 10 до 45	-	±20 %
ПГЭ-903М19-кислород	O_2	от 0 до 30 %	-	±(0,2+0,04C_X) %	-
ПГЭ-903М19-водород	H_2	от 0 до 2 %	-	±(0,2+0,04C_X) %	-
ПГЭ-903М19-оксид углерода	CO	от 0 до 17 млн$^{-1}$ включ.	от 0 до 20 включ.	±4 мг/м^3	-
		св. 17 до 103 млн$^{-1}$	св. 20 до 120	-	±20%

Тип преобразователя	Определяемый компонент (измерительный канал)	Диапазон измерений содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
		объемной доли	массовой концентрации, мг/м^3	абсолютной	относительной
ПГЭ-903М19-диоксид азота	NO_2	от 0 до 1 млн$^{-1}$ включ.	от 0 до 2 включ.	±0,4 мг/м^3	-
		св. 1 до 10,5 млн$^{-1}$	св. 2 до 20	-	±20 %
ПГЭ-903М19-диоксид серы	SO_2	от 0 до 3,8 млн$^{-1}$ включ.	от 0 до 10 включ.	±2,0 мг/м^3	-
		св. 3,8 до 18,8 млн$^{-1}$	св. 10 до 50	-	±20 %
ПГЭ-903М19-аммиак-0-70	NH_3	от 0 до 28 млн$^{-1}$ включ.	от 0 до 20 включ.	±5 мг/м3	-
		св. 28 до 99 млн$^{-1}$	св. 20 до 70	-	-
ПГЭ-903М19-аммиак-0-500	NH_3	от 0 до 99 млн$^{-1}$ включ.	от 0 до 70 включ.	не нормированы	-
		св. 99 до 707 млн$^{-1}$	св. 70 до 500	-	±20 %
ПГЭ-903М19-хлор	Cl_2	от 0 до 0,33 млн$^{-1}$ включ.	от 0 до 1 включ.	±0,20 мг/м^3	-
		св. 0,33 до 10 млн$^{-1}$	св. 1 до 15	-	±20 %

Примечания:

1) C_X – значение содержания определяемого компонента на входе газоанализатора, объемная доля, %.

2) Газоанализаторы с преобразователями газовыми, предназначенными для контроля вредных веществ в воздухе рабочей зоны, соответствуют с Постановлению Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 года N 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений», в нормальных условиях измерений.

Таблица 5 – Метрологические характеристики газоанализаторов

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемой вариации показаний, в долях от предела допускаемой основной погрешности	0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализаторов от изменения температуры окружающей среды в диапазоне рабочих температур, на каждые 10°С равны, в долях от пределов допускаемой основной погрешности: - для преобразователей ПГТ-903У, ПГО-903У - для преобразователей ПГЭ-903У	 ±0,2 ±0,5

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемого изменения показаний за интервал времени 30 сут, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,5
Время прогрева, мин, не более	10
Предел допускаемого времени установления показаний по уровню 0,9 ($T_{0,9д}$), с, не более: - для преобразователей ПГТ-903У - для преобразователей ПГО-903У - для преобразователей ПГЭ-903У	 10 30 60
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	 от +15 до +25 от 30 до 80 от 98,0 до 104,6

Таблица 6 – Основные технические характеристики газоанализаторов

Наименование характеристики	Значение
Диапазон напряжение питания постоянного тока, В	от 18 до 32
Потребляемая мощность, ВА, не более	5
Средний срок службы, лет[1)]	10
Средняя наработка на отказ (при доверительной вероятности Р=0,95), ч,	30 000
Маркировка взрывозащиты газоанализаторов	1Ex d ib IIC T4Gb
Степень защиты оболочек по ГОСТ 14254-2015	IP66/67
[1)] Без учета чувствительного элемента.	

Таблица 7 – Габаритные размеры и масса составных частей газоанализаторов

Условное обозначение составной части газоанализаторов	Габаритные размеры, мм, не более				Масса, кг
	длина	ширина(без кабельных вводов)	высота	диаметр	
УПЭС-903М19	235	129	127	-	3,0
ПГТ-903М19	65	-	-	50	0,1
ПГО-903М19	65	-	-	50	0,1
ПГЭ-903М19	65	-	-	50	0,1

Таблица 8 – Условия эксплуатации газоанализаторов

Условное обозначение составной части газоанализатора	Параметр		
	диапазон температуры окружающей и анализируемой сред, °С	относительная влажность при температуре 35 °С, %	диапазон атмосферного давления, кПа
ССС-903М19 с ПГТ-903М19 ССС-903М19 с ПГО-903М19 ССС-903М19 с ПГЭ-903М19	от -60 до +85 от -60 до +85 от -60 до +75	до 95 (без конденсации)	от 84 до 117,3

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист (центр листа) руководства по эксплуатации типографским способом, на табличку, расположенную на верхней части корпуса УПЭС-903М19.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность газоанализаторов

Наименование	Обозначение	Кол.	Примечание
УПЭС-903М19		1 шт.	
Преобразователи ПГТ-903М19, ПГЭ-903М19, ПГО-903М19		1 компл.	согласно заявке
Тройник		1 шт.	согласно заявке
Руководство по эксплуатации	ЖСКФ.413425.003-М19 РЭ	1 экз.	
Комплект принадлежностей		1 компл.	

Сведения о методиках (методах) измерений: методики измерений приведены в разделе 6 документа ЖСКФ.413425.003-М19 РЭ

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к газоанализаторам стационарным со сменными сенсорами взрывозащищенным ССС-903М19

Приказ Росстандарта от 31 декабря 2020 года N 2315 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 года N 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений», в нормальных условиях измерений, при условии загазованности среды источником, выделяющим только один определяемый компонент

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия

ГОСТ Р 52350.29.1-2010 Взрывоопасные среды. Часть 29-1. Газоанализаторы. Общие технические требования и методы испытаний газоанализаторов горючих газов.

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

Технические условия ЖСКФ.413425.003 ТУ

Изготовитель

Акционерное общество «Электронстандарт-прибор» (АО "Электронстандарт-прибор"), Санкт-Петербург

ИНН 7816145170

Адрес: 192238, Санкт-Петербург, пр. Славы, д.40, корп.2. литер А, пом. 1-Н, оф. 22

Телефон/факс (81371) 91-825, 21-407, (812) 347-88-34

Web-сайт www.esp.com.ru

E-mail: info@esp.com.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

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

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

Web сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311541

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 497

Регистрационный № 84763-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВСП-10000

Назначение средства измерений

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВСП-10000 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью и нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего объему согласно градуировочным таблицам резервуаров.

Резервуары представляют собой стальные вертикальные конструкции цилиндрической формы с днищем, стационарной крышей и понтоном.

Тип резервуаров – вертикальные стальные цилиндрические. Резервуары оборудованы боковой лестницей, замерным люком, люками-лазами и приемо-раздаточными устройствами для обслуживания во время эксплуатации. Резервуары также оснащены молниезащитой, защитой от статического электричества и системой тушения пожара.

Тип размещения – наземный. Фундаменты резервуаров соответствуют требованиям ГОСТ 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия».

Заводской номер наносится на стенки резервуаров аэрографическим способом, обеспечивающий идентификацию СИ, возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации резервуаров.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельства о поверке и градуировочные таблицы.

Резервуары зав.№№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 21, 22, 23, 24 расположены на территории Астраханского ГПЗ - филиала ООО «Газпром переработка» по адресу: Астраханская область, Красноярский район, Муниципальное образование «Джанайский сельсовет».

Общий вид резервуаров представлен на рисунках 1-13.

Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВСП-10000 зав.№ 1

Рисунок 2 – Общий вид резервуара РВСП-10000 зав.№ 2

Рисунок 3 – Общий вид резервуара РВСП-10000 зав.№ 3

Рисунок 4 – Общий вид резервуара РВСП-10000 зав.№ 4

Рисунок 5 – Общий вид резервуара РВСП-10000 зав.№ 5

Рисунок 6 – Общий вид резервуара РВСП-10000 зав.№ 6

Рисунок 7 – Общий вид резервуара РВСП-10000 зав.№ 7

Рисунок 8 – Общий вид резервуара РВСП-10000 зав.№ 8

Рисунок 9 – Общий вид резервуара РВСП-10000 зав.№ 21

Рисунок 10 – Общий вид резервуара РВСП-10000 зав.№ 22

Рисунок 11 – Общий вид резервуара РВСП-10000 зав.№ 23

Рисунок 12 – Общий вид резервуара РВСП-10000 зав.№ 24

Рисунок 13 – Общий вид резервуаров РВСП-10000

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип резервуаров	РВСП-10000
Номинальная вместимость, м^3	10000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуаров (геометрический метод), %	±0,10
Средний срок службы, лет, не менее	50
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, ºС - атмосферное давление, кПа	 от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы паспортов типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуары вертикальные стальные цилиндрические	РВСП-10000	12 шт.
Паспорта на резервуары	-	12 экз.
Градуировочные таблицы	-	12 экз.

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

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Изготовитель

Акционерное общество «Самарский резервуарный завод» (АО «СРЗ»)
ИНН: 6314005201
Адрес: 443033, г. Самара, ул. Заводская, д. 1
Телефон: +7 (846) 211-02-48
E-mail: srz@reservoir.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог»
(ООО фирма «Метролог»)
Адрес: 420029, г. Казань, ул. 8 Марта, д.13, офис 33
Телефон/факс: +7(843) 513-30-75
Web-сайт: www.metrolog-kazan.ru
E-mail: metrolog-kazan-ut@mail.ru

Аттестат аккредитации ООО фирма «Метролог» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №RA.RU.312275 от 02.08.2017 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 497

Регистрационный № 84762-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар железобетонный вертикальный цилиндрический ЖБР-11500

Назначение средства измерений

Резервуар железобетонный вертикальный цилиндрический ЖБР-11500 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема, а также приема, хранения и отпуска мазута.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуара основан на заполнении его мазутом до определенного уровня, соответствующего объему согласно градуировочной таблице резервуара.

Резервуар представляет собой вертикальную конструкцию, состоящую из сварной, стальной цилиндрической стенки, стального сварного днища и железобетонной кровли. От воздействия грунта стенка резервуара защищена железобетонными блоками.

Тип резервуара – железобетонный вертикальный цилиндрический. Резервуар оборудован лестницами, замерным люком, люками-лазами и приемо-раздаточными устройствами для обслуживания во время эксплуатации. Резервуар оснащен молниезащитой, защитой от статического электричества и системой тушения пожара.

Тип размещения – подземный. Фундамент резервуара состоит из монолитной железобетонной плиты.

Заводской номер резервуара наносится на табличку аэрографическим способом, обеспечивающий идентификацию СИ, возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации резервуара.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

Резервуар зав.№ 2680/11,5-1 расположен на территории ТЭЦ-8 филиала ПАО «Мосэнерго», по адресу: 109316, г. Москва, Остаповский проезд, д. 4.

Общий вид и эскиз резервуара представлены на рисунках 1-3.

Рисунок 1 – Общий вид резервуара ЖБР-11500

Рисунок 2 – Общий вид резервуара ЖБР-11500

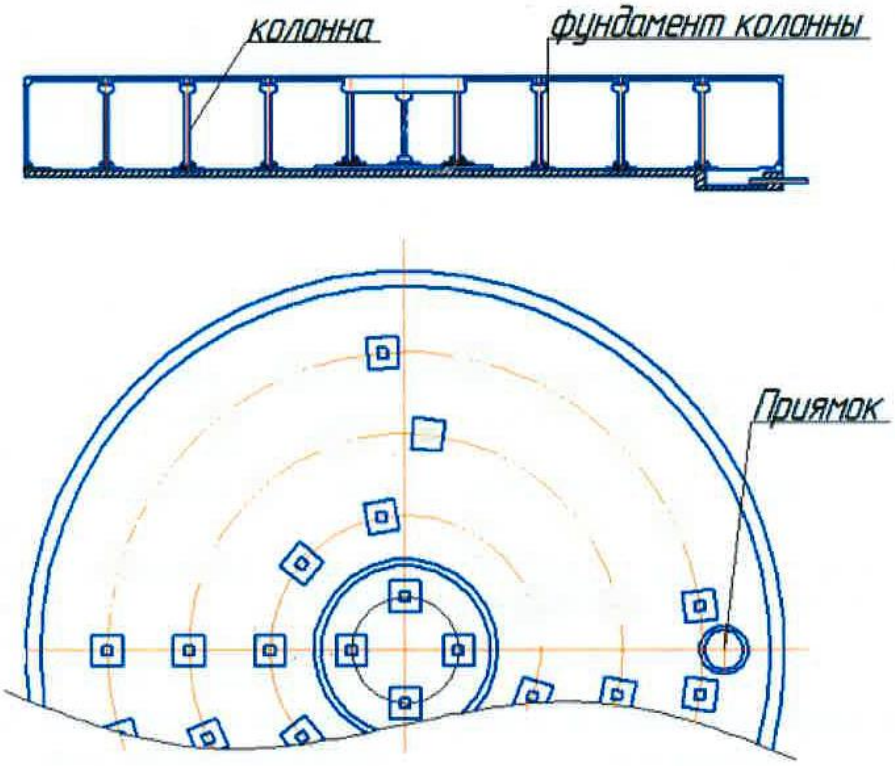

Рисунок 3 – Эскиз резервуара ЖБР-11500

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип резервуара	ЖБР-11500
Номинальная вместимость, $м^3$	11500
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,20
Средний срок службы, лет, не менее	50
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - 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 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар железобетонный вертикальный цилиндрический	ЖБР-11500	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.
Методика поверки	МП 004-10-2021	1 экз.

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуару железобетонному вертикальному цилиндрическому ЖБР-11500

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Изготовитель

Акционерное общество «АП Саратовский завод резервуарных металлоконструкций» (АО «АП РМК»)
ИНН: 6453009475
Адрес: 410052, г. Саратов, проспект 50 Лет Октября, 134
Телефон: +7 (8452) 63-33-77
E-mail: rulon@rmk.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог»
(ООО фирма «Метролог»)
Адрес: 420029, г. Казань, ул. 8 Марта, д.13, офис 33
Телефон/факс: +7(843) 513-30-75
Web-сайт: www.metrolog-kazan.ru
E-mail: metrolog-kazan-ut@mail.ru

Аттестат аккредитации ООО фирма «Метролог» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №RA.RU.312275 от 02.08.2017 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 497

Регистрационный № 84761-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический РГС-5

Назначение средства измерений

Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический РГС-5 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтью и нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего объему согласно градуировочной таблицы резервуара.

Резервуар представляет собой стальную горизонтальную конструкцию цилиндрической формы с плоскими днищами подземного исполнения.

Резервуар оборудован дыхательным клапаном, люком замерным для эксплуатации и приемо-раздаточными патрубками для приема и отпуска нефти и нефтепродукта.

Резервуар зав. № 14 расположен на территории АСН НС «Солнечногорская» Володарского РНПУ АО «Транснефть – Верхняя Волга» по адресу: Московская область, Раменский городской округ, село Константиново.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

Заводской номер наносится на табличку аэрографическим способом, обеспечивающие идентификацию СИ, возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации резервуара.

Общий вид и эскиз резервуара представлены на рисунках 1-2.

Рисунок 1 – Общий вид резервуара РГС-5

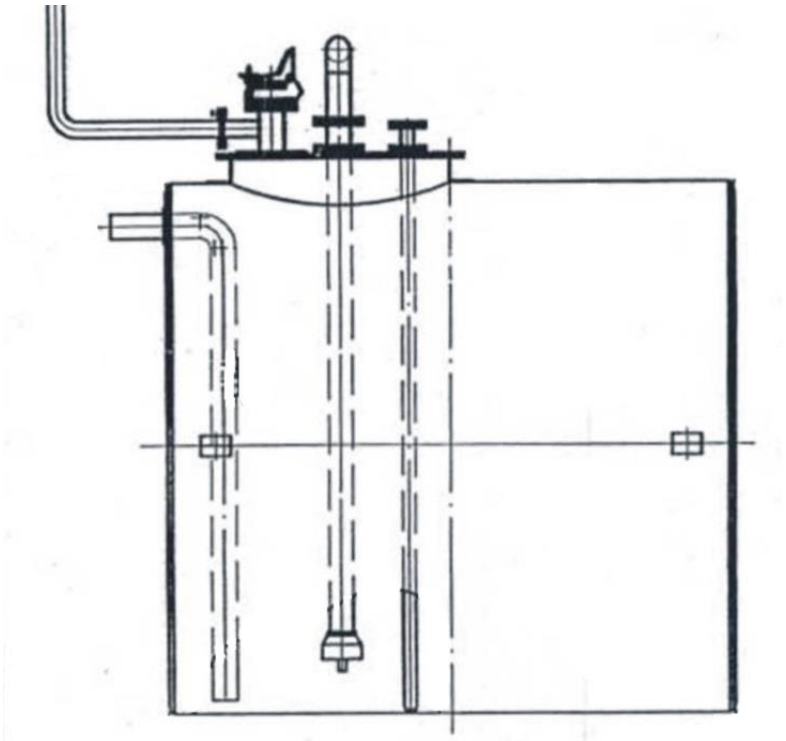

Рисунок 2 – Эскиз резервуара РГС-5

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип резервуара	РГС-5
Номинальная вместимость, $м^3$	5
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (объемный метод), %	±0,25
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, ºС - атмосферное давление, кПа	 от -50 до +50 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-5	1 шт.
Паспорт на резервуар	-	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»

ФР.1.29.2021.40086 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в горизонтальных резервуарах»

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуару горизонтальному стальному цилиндрическому РГС-5

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Изготовитель

Акционерное общество «Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций имени Н.Е. Крюкова» (АО «НЗРМК им. Н.Е. Крюкова»)

Адрес: 654033, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Некрасова (Кузнецкий Р-Н), д. 28

ИНН: 4221002780

Телефон: +7 (3843) 35-66-99

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог»
(ООО фирма «Метролог»)
Адрес: 420029, г. Казань, ул. 8 Марта, д.13, офис 33
Телефон/факс: +7(843) 513-30-75
Web-сайт: www.metrolog-kazan.ru
E-mail: metrolog-kazan-ut@mail.ru

Аттестат аккредитации ООО фирма «Метролог» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №RA.RU.312275 от 02.08.2017 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 497

Регистрационный № 84760-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВС-2000

Назначение средства измерений

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВС-2000 предназначен для измерений объема нефти, пластовой воды, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуара вертикального стального цилиндрического РВС-2000 основан на заполнении его нефтью или пластовой водой до определенного уровня, соответствующего объему нефти или пластовой воды согласно градуировочной таблице резервуара.

Тип резервуара вертикального стального цилиндрического РВС-2000 – наземный, теплоизолированный.

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВС-2000 представляет собой сварной металлический сосуд в форме вертикального цилиндра, оборудованный приемо-раздаточными устройствами и люками.

Заполнение и выдача нефти или пластовой воды осуществляется через приемно-раздаточные устройства.

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВС-2000 расположен на территории УПН Чаяндинского НГКМ Ленский район Саха Якутия.

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВС-2000 имеет заводской номер 188. Заводской номер типографическим методом нанесен на информационную табличку, расположенную на периметральном ограждении резервуара вертикального стального цилиндрического РВС-2000, и наносится типографским способом в паспорт резервуара вертикального стального цилиндрического РВС-2000.

Пломбирование резервуара вертикального стального цилиндрического РВС-2000 не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке резервуара и в градуировочной таблице на листах в местах подписи поверителя.

Общий вид резервуара вертикального стального цилиндрического РВС-2000, фотография заводского номера и фотография замерного люка представлены на рисунках 1, 2 и 3.

Рисунок 1 – общий вид РВС-2000

Рисунок 2 – табличка с заводским номером РВС-2000

Рисунок 3 – замерной люк РВС-2000

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, $м^3$	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %: - при поверке электронно-оптическим методом - при поверке геометрическим методом	 ±0,20 ±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002, пластовая вода
Базовая высота, мм	12639
Диапазон температуры окружающего воздуха, °С	от – 61,1 до + 39,2

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование и условные обозначения	Обозначение	Количество
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический	РВС-2000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 5 «Методика измерений» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуару вертикальному стальному цилиндрическому РВС-2000

Приказ Росстандарта №256 от 7 февраля 2018 г. 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 «Завод металлических конструкций» (ООО «ЗМК»)
ИНН 5905288867
Адрес: 614064, г. Пермь, ул. Героев Хасана, д. 48

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Телефон: +7 (843) 567-20-10; +7-800-700-78-68
Факс: +7 (843) 567-20-10
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 497

Регистрационный № 84759-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-16

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-16 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема в зависимости от уровня наполнения, а также приема, хранения и отпуска метанола.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их метанолом до определенного уровня, соответствующего объему согласно градуировочным таблицам резервуаров.

Конструктивно резервуары представляют собой горизонтальные стальные цилиндрические сосуды с усеченно-коническими днищами. Резервуары установлены на двух металлических опорах, оснащены необходимыми техническими устройствами: приемо-раздаточными патрубками с запорной арматурой, средствами измерения уровня топлива.

Заводские номера наносятся на внешние стенки резервуаров фотохимическим способом на алюминиевую маркировочную табличку.

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-16 зав.№ 10065, зав.№ 10068 расположены на производственной площадке ООО «ННК-Саратовнефтегаздобыча», УКПГ «Вознесенская», 4 км от с. Романовка, Федоровского района Саратовской области.

Общий вид резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических РГС-16 представлен на рисунке 1.

Место установки и вид маркировочной таблички резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических РГС-16 представлены на рисунках 2 и 3.

Рисунок 1 – Общий вид резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических РГС-16

Рисунок 2 – Место установки и вид маркировочной таблички резервуара горизонтального стального цилиндрического РГС-16 зав.№ 10065

Рисунок 3 – Место установки и вид маркировочной таблички резервуара горизонтального стального цилиндрического РГС-16 зав.№ 10068

Пломбирование резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических РГС-16 не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и в градуировочной таблице резервуара в месте подписи поверителя.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Тип резервуара	РГС-16
Номинальная вместимость, $м^3$	16
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости резервуара (геометрический метод), %	±0,2
Средний срок службы, лет, не менее	20
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, ºС - атмосферное давление, кПа	 от - 41 до + 42 от 98,0 до 104,0

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-16	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Рекомендация «ГСИ. Масса и объем нефтепродуктов. Методика измерений в горизонтальных резервуарах», рег. № ФР.1.29.2015.21142.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам горизонтальным стальным цилиндрическим РГС-16

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

Общество с ограниченной ответственностью «ТюменНИИгипрогаз»
(ООО «ТюменНИИгипрогаз»)
ИНН 7203095297
Адрес: 625019, г. Тюмень, ул. Воровского, д. 2
Телефон: 8(3452) 27-40-49, 27-35-59
E-mail: info@tngg.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний им. Б.А. Дубовикова в Саратовской области»
(ФБУ «Саратовский ЦСМ им. Б.А. Дубовикова»)
Адрес: 410065, г. Саратов, ул. Тверская, д. 51А
Телефон (факс): (8452) 63-24-26
Web-сайт: www.gosmera.ru
Email: scsm@gosmera.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Саратовский ЦСМ им. Б.А. Дубовикова» на проведение испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310663.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 497

Регистрационный № 84758-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-75

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-75 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема в зависимости от уровня наполнения, а также приема, хранения и отпуска метанола.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их метанолом до определенного уровня, соответствующего объему согласно градуировочным таблицам резервуаров.

Конструктивно резервуары представляют собой горизонтальные стальные цилиндрические сосуды со сферическими днищами. Резервуары установлены на двух металлических опорах, оснащены необходимыми техническими устройствами: приемо-раздаточными патрубками с запорной арматурой, средствами измерения уровня топлива.

Заводские номера наносятся на внешние стенки резервуаров методом ударного клеймения на алюминиевую маркировочную табличку.

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-75 зав.№ 1522, зав.№ 1523 расположены на производственной площадке ООО «ННК-Саратовнефтегаздобыча», УКПГ «Коптевская», 5 км на северо-восток от с. Нестерово Миусского МО, Ершовского района Саратовской области.

Общий вид резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических РГС-75 представлен на рисунке 1.

Место установки и вид маркировочной таблички резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических РГС-75 представлены на рисунках 2 и 3.

Рисунок 1 – Общий вид резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических РГС-75

Рисунок 2 – Место установки и вид маркировочной таблички резервуара горизонтального стального цилиндрического РГС-75 зав.№ 1522

Рисунок 3 – Место установки и вид маркировочной таблички резервуара горизонтального стального цилиндрического РГС-75 зав.№ 1523

Пломбирование резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических РГС-75 не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и в градуировочной таблице резервуара в месте подписи поверителя.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Тип резервуара	РГС-75
Номинальная вместимость, $м^3$	75
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости резервуара (геометрический метод), %	±0,2
Средний срок службы, лет, не менее	20
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, ºС - атмосферное давление, кПа	 от - 41 до + 42 от 98,0 до 104,0

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-75	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Рекомендация «ГСИ. Масса и объем нефтепродуктов. Методика измерений в горизонтальных резервуарах», рег. № ФР.1.29.2015.21142.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам горизонтальным стальным цилиндрическим РГС-75

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

Общество с ограниченной ответственностью «ПТИМАШ»
(ООО «ПТИМАШ»)
ИНН 7302021384
Адрес: 433502, Ульяновская обл., г. Димитровград, ул. Ганенкова, д. 48
Телефон: (84235) 2-86-55
E-mail: komdir@ptimash.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний им. Б.А. Дубовикова в Саратовской области»
(ФБУ «Саратовский ЦСМ им. Б.А. Дубовикова»)
Адрес: 410065, г. Саратов, ул. Тверская, д. 51А
Телефон (факс): (8452) 63-24-26
Web-сайт: www.gosmera.ru
Email: scsm@gosmera.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Саратовский ЦСМ им. Б.А. Дубовикова» на проведение испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310663.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 497

Регистрационный № 84757-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Вычислители DYMETIC-8A

Назначение средства измерений

Вычислители DYMETIC-8A (далее – вычислители) предназначены для измерения частотных, числоимпульсных, токовых и цифровых сигналов от датчиков (преобразователей) расхода, температуры и давления и преобразования их в значения физических величин и вычисления расхода и количества газа, массы и количества тепловой энергии пара, объема и массы жидкости.

Описание средства измерений

Принцип действия вычислителей основан на непрерывном измерении и преобразовании выходных электрических сигналов от датчиков расхода, температуры и давления, в значения физических величин и вычисления расхода и количества газа, массы и количества тепловой энергии пара, объема и массы жидкости.

Функционально вычислители имеют три исполнения:

– «DYMETIC-8A.1» – вычислитель для учёта газа;

– «DYMETIC-8A.2» – вычислитель для учёта пара;

– «DYMETIC-8A.3» – вычислитель для учета жидкости.

Вычислители соответствуют требованиям ГОСТ Р 8.733-2001, ГОСТ Р 8.740-2011 и ГОСТ 8.611-2013 к вычислительным устройствам, входящим в состав измерительных комплексов.

Вычислитель «DYMETIC-8A.1» обеспечивает вычисление по показаниям датчиков, на основании известных зависимостей, объёма и расхода газа, приведенных к стандартным условиям:

– природного газа – ГОСТ 30319.2-2015, ГОСТ 30319.3-2015 и ГОСТ Р 8.662-2009;

– нефтяного – ГСССД МР 113-03 и ГСССД МР 273-2018;

– чистых газов (азот, ацетилен, кислород, диоксид углерода, аргон) – ГСССД МР 134-2007;

– сухого воздуха – ГСССД МР 242-2015;

– технически важных газов и смесей – ГСССД МР 135-07 и ГСССД МР 118-2015 (для умеренно сжатых газов).

Вычислитель «DYMETIC-8A.2» обеспечивает вычисление по показаниям датчиков расхода, объёма и массы пара и тепловой энергии, переносимой паром, согласно МИ 2451-98.

Вычислитель «DYMETIC-8A.3» обеспечивает вычисление по показаниям датчиков расходжа, объёма и массы жидкости.

Конструктивно вычислитель выполнен в пластиковом корпусе с креплением на DIN-рейку. На корпусе вычислителя расположены клеммные соединители для подключения датчиков, цифровых интерфейсов и цепей питания. На панели вычислителя расположены кнопки управления, дисплей, USB-разъём для подключения Flash-накопителя и светодиодные индикаторы связи с Flash-накопителем и аварийного состояния.

Вычислители, в зависимости от исполнения и применяемых датчиков, обеспечивают:

– приём измерительной информации от датчиков, преобразование в показания дисплея и передачу на приёмное устройство верхнего уровня значений расхода, объёма, температуры и давления измеряемой среды в рабочих условиях;

– вычисление, отображение на дисплее и передачу на приёмное устройство верхнего уровня значений объёмного расхода и объёма газа в рабочих условиях и приведённых к стандартным условиям;

– вычисление, отображение на дисплее и передачу на приёмное устройство верхнего уровня значений объёмного и массового расходов, массы пара, потреблённой тепловой энергии и тепловой мощности, переносимой с паром;

– вычисление, отображение на дисплее и передачу на приёмное устройство верхнего уровня значений объёмного и массового расходов, объёма и массы жидкости;

– отображение на дисплее и передачу на приёмное устройство верхнего уровня сервисной и диагностической информации;

– электрическое питание измерительных каналов датчиков температуры и давления постоянным током стабилизированного напряжения 24 В;

– кодовую защиту от несанкционированного доступа к установочным и градуировочным параметрам;

– сигнализацию через дискретные выходные канады и индикацию сбоев в работе и выхода за пределы диапазона измерений подключенных датчиков;

– вывод на дисплей и передачу на приёмное устройство верхнего уровня журнала событий, происшедших за отчётный период;

– вывод на дисплей и передачу на приёмное устройство верхнего уровня архивных данных: часовые данные за период до двух месяцев, суточные данные за период до одного года, месячные данные за период до десяти лет;

– автоматическое тестирование технического состояния датчиков и вычислителя при включении питания;

– измерение, отображение на дисплее и передачу на приёмноеустройство верхнего уровня суммарного времени включённого состояния вычислителя и времени работы в режиме в течение отчётного периода;

– сохранение накопленной информации при перерывах в электроснабжении;

– передачу измерительной и архивной информации через интерфейс RS485 – на устройство верхнего уровня.

– передачу архивной информации через цифровой интерфейс USB на Flash-накопитель.

Вычислители относятся к электрооборудованию общепромышленного назначения и устанавливаются вне взрывоопасных зон в закрытых отапливаемых и вентилируемых производственных и других, в том числе хорошо вентилируемых подземных помещениях.

Заводской номер наносится на корпус вычислителя . В паспорте вычислителя делают запись о результатах поверки, заверяют подписью поверителя и знаком поверки в виде оттиска поверительного клейма или оформляют свидетельство о поверке.

Общий вид вычислителей представлен на рисунке 1.

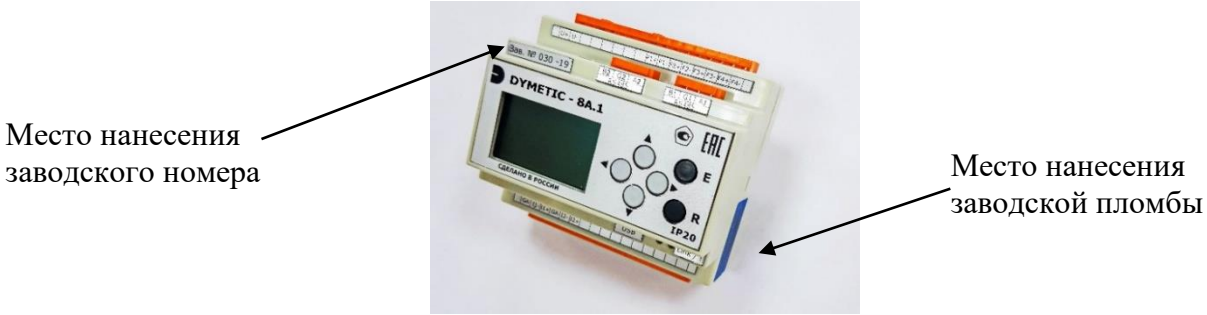

Рисунок 1 – Вычислитель «DYMETIC-8A»

Программное обеспечение

Вычислитель имеет встроенное программное обеспечение (далее – ПО), выполняющее вычислительные операции в соответствии с назначением вычислителя и влияющее на его метрологические характеристики. ПО обладает идентификационными признаками и имеет защиту от несанкционированного доступа к результатам измерений.

ПО неизменяемое и несчитываемое. Доступ к ПО вычислителя отсутствует.

Предусмотрено перепрограммирование вычислителя специальными программными средствами изготовителя, при этом ранее введенная информация автоматически уничтожается. Конструкция вычислителя исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	DYMETIC-8A.1	DYMETIC-8A.2	DYMETIC-8A.3
Номер версии ПО	1.0-20	1.0-21	1.0-21

Уровень защиты ПО высокий в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически незначимая часть ПО не оказывает влияния на его метрологически значимую часть.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерения частоты импульсных сигналов, Гц	от 0,2 до 1000
Диапазон измерения силы постоянного тока, мА	от 4 до 20
Ёмкость отсчётного устройства, десятичные разряды	9
Пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразования числоимпульсных сигналов датчиков расхода в цифровое значение объёма измеряемой среды, ед. младшего разряда (далее – ЕМР)	0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности преобразования частотных сигналов датчиков расхода в цифровое значение расхода, %	± 0,05
Пределы допускаемой приведённой погрешности преобразования токовых сигналов датчиков в цифровое значение измеряемого параметра, % от диапазона измерений	± 0,05
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления расхода, объёма газа, приведённого к стандартным условиям, массы и тепловой энергии, %	± 0,02
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения времени, %	± 0,01
Примечание – Диапазоны измеряемых расходов, давлений и температур определяются пределами измерений подключаемых датчиков.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность окружающего воздуха, %	 от + 5 до + 50 до 80
Напряжение питания постоянного тока, В	от 20 до 28
Потребляемая мощность, В·А, не более	5
Средняя наработка на отказ, ч	75000
Масса, кг, не более	0,5

Таблица 4 – Измерительные каналы, цифровые интерфейсы и дискретные выходные сигналы вычислителя.

Вид измерительного сигнала	Количество		
	8А.1	8А.2	8А.3
Частотный (числоимпульсный) входной измерительный канал для подключения датчиков расхода	1	1	4
Токовый (4-20) мА входной измерительный канал для подключения датчиков температуры и давления	2	2	2
Цифровой интерфейс RS485 для подключения датчиков расхода, температуры, давления и(или) многопараметрических	1	1	–
Цифровой интерфейс RS485 для подключения датчиков расхода и(или) многопараметрических	–	–	4
Цифровой интерфейс RS485 для передачи информации на верхний уровень	1	1	1
Дискретный выходной сигнал типа «открытый коллектор» для сигнализации состояния вычислителя	2	2	2

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель вычислителя методом гравирования (лазерным или ударoточечным и др.) и на титульный лист паспорта типографским способом или штемпелеванием.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Вычислитель	DYMETIC-8A.__	1
Вычислитель DYMETIC-8A. Паспорт	8А.00.000 ПС	1
Вычислитель DYMETIC-8A. Руководство по эксплуатации	8А.00.000 РЭ	по заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в разделе 2 руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к вычислителям DYMETIC-8A

Приказ Росстандарта от 31.07.2018 г. № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты».

Приказ Росстандарта от 01.10.2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А».

ТУ 26.51.52-026-12540871-2020 «Вычислители DYMETIC-8A. Технические условия».

Изготовитель

Акционерное общество «Даймет» (АО «Даймет»)
ИНН 7202010533
Адрес: 625013, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 120, лит А1, помещение 1
Телефон/факс: (3452) 547-769 (3452) 48-05-14
Web-сайт: www.dymet.ru, www.даймет.рф
E-mail: info@dymet.ru.

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе – Югра, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88
Телефон: (3452) 20-62-95
Факс: (3452) 28-00-84
Web-сайт: https://тцсм.рф
E-mail: mail@csm72.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Тюменский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311495.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 497

Регистрационный № 84756-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерительные количества жидкости в резервуарах MTG

Назначение средства измерений

Системы измерительные количества жидкости в резервуарах MTG (далее по тексту - системы) предназначены для измерений уровня, плотности, температуры, уровня подтоварной воды, вычислений массы, объема и показаний долевого (процентного) содержания воды в нефти, нефтепродуктах, в мазутах и других жидкостях (далее по тексту - продукт) в резервуарах.

Описание средства измерений

Принцип работы системы состоит в следующем: Преобразователи температуры и давления, расположенные в продукте и в газовом пространстве над ним, измеряют соответственно температуру и давление. Микропроцессорный трансмиттер производит опрос и обработку сигналов от преобразователей температуры, и давления, и вычисление массы, объема, уровня, плотности и средней температуры продукта в резервуаре. Кроме того, система позволяет вычислять объем нефти и нефтепродуктов, приведенный к стандартным условиям, плотность продукта между сенсорными модулями и вычислять уровень раздела сред и относительное массовое и объемное содержание одного продукта в другом, в частности воды в нефти или нефтепродукте.

Система состоит из измерительных каналов измерений уровня, плотности, температуры и реализует косвенный метод измерений, основанный на гидростатическом принципе по ГОСТ 8.587-2019 и может быть изготовлена в двух модификациях: MTG S и MTG A. В модификации MTG A система состоит из измерителя MTG, устанавливаемого на резервуар. В модификации MTG S система состоит из одного или нескольких измерителей MTG и компьютера с программным обеспечением Win TG, в нее также могут входить интерфейсные модули E/TGI с показывающим устройством и/или интерфейсные модули ISB.

Конструктивно измеритель MTG представляет собой трубную конструкцию, состоящую из нескольких секций с расположенными между ними сенсорными модулями и микропроцессорного трансмиттера. Каждая секция выполнена в виде отрезка трубы из нержавеющей стали длиной от 0,3 до 3,5 м, в зависимости от высоты резервуара, с резьбовыми соединениями на торцах. В каждый сенсорный модуль входит платиновый термопреобразователь сопротивления Pt100 класса А по ГОСТ 6651-2009 с 4-х проводной схемой подключения и преобразователь абсолютного давления. Все провода от преобразователей температуры и давления расположены внутри секции и подключаются к микропроцессорному трансмиттеру, устанавливаемому на крыше резервуара.

Полученную информацию микропроцессорный трансмиттер передает по протоколу MODBUS RTU по RS-485 на интерфейсный модуль E/TGI или компьютер. В компьютере проводится архивирование полученной информации, создание отчетов, индикация и регистрация аварийных и нештатных ситуаций (выход за установленные пределы давления в газовой фазе, плотности продукта и др.).

Система MTG может входить в состав измерительных систем более высокого уровня.

При установке системы MTG на резервуары процедура вычислений массы и объема продукта регламентируется методикой измерений.

Варианты конфигурации системы MTG (количество и расстояние между сенсорными модулями) определяют ее метрологические характеристики.

Общий вид микропроцессорного трансмиттера с трубной конструкцией представлен на рисунке 1. Общий вид интерфейсного модуля E/TGI представлен на рисунке 2. Общий вид интерфейсного модуля E/TGI-EX представлен на рисунке 3. Общий вид интерфейсного модуля E/TGI-WP представлен на рисунке 4.

Заводской номер, состоящий из арабских цифр, наносится типографским методом на наклейку на корпусе, либо методом лазерной гравировки, что обеспечивает идентификацию каждого экземпляра в течение всего срока эксплуатации в соответствии с рисунком 1. Конструкцией систем пломбирование не предусмотрено. Знак поверки рекомендуется наносить в соответствии с рисунком 5 и на свидетельство о поверке в соответствии с действующим законодательством. Конструкцией не предусмотрено нанесение знака утверждения типа на корпус.

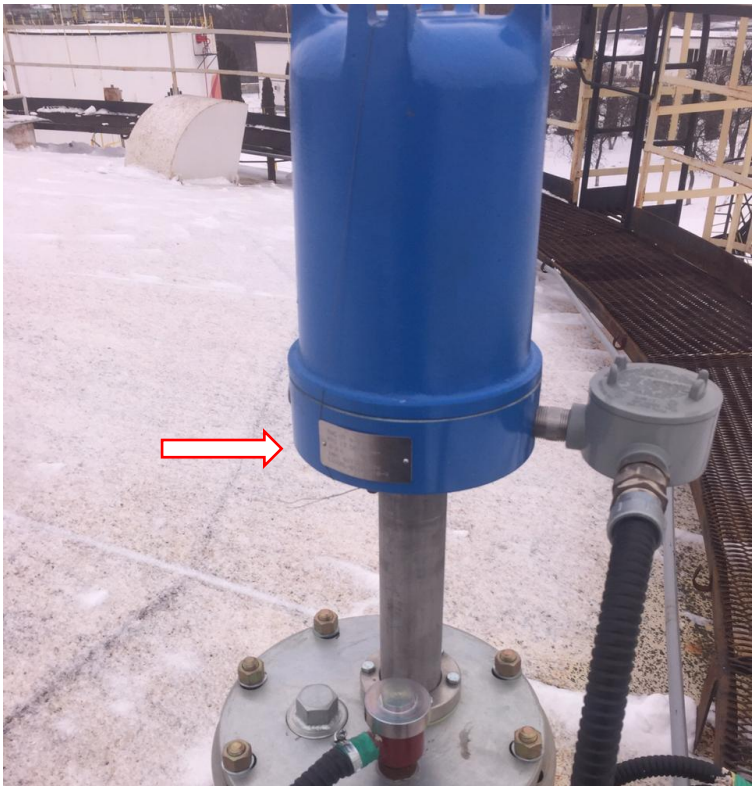

Рисунок 1 – Общий вид микропроцессорного трансмиттера с трубной конструкцией и место нанесения заводского номера

Рисунок 2 – Общий вид интерфейсного модуля E/TGI

Рисунок 3 – Общий вид интерфейсного модуля E/TGI-EX

Рисунок 4 – Общий вид интерфейсного модуля E/TGI-WP в пыле влагозащищённом исполнении

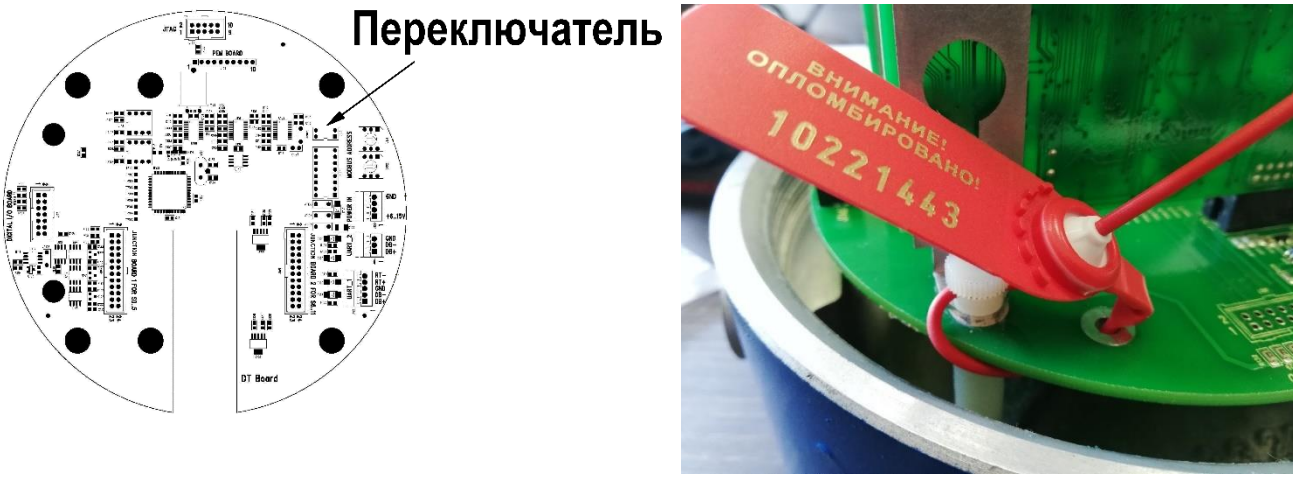

Рисунок 5 – Вариант нанесения знака поверки на плате DT микропроцессорного трансмиттера

На переключатель базовой электронной платы DT наклеивается наклейка поверителя, а также на крепежный винт в виде оттиска клейма поверителя.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее по тексту - ПО) систем измерительных количества жидкости в резервуарах MTG состоит из ПО трансмиттера системы. ПО интерфейсного модуля ISB, ПО интерфейсного модуля E/TGI, ПО Win TG.

ПО интерфейсного модуля ISB, ПО интерфейсного модуля E/TGI и ПО Win TG используются в модификации системы MTG S и применяются для отображения результатов измерений и вычислений системы.

ПО трансмиттера системы предназначено для обработки результатов измерений давления и температуры сенсорными модулями системы и вычислений количества и параметров

жидкости и паров над жидкостью в резервуаре, а также передачу измеренных и вычисленных параметров по протоколу MODBUS в интерфейсные модули системы и другое ПО.

ПО трансмиттера системы не разделено на метрологически значимую часть ПО и метрологически не значимую часть ПО и является интегральной частью микропроцессора трансмиттера. Метрологические характеристики занормированы с учетом влияния ПО.

Для защиты от изменений параметров настройки системы на электронной плате трансмиттера имеется переключатель, который пломбируется в соответствии с рисунком 5 и исключает внесение изменений в настройки системы.

Идентификационные данные программного обеспечения системы приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MTG Firmware
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v4.xxx*
Цифровой идентификатор ПО	не используется
П р и м е ч а н и е – x значение от 0 до 9	

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014. Примененные специальные средства защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, удаления и иных преднамеренных изменений ПО и изменений данных.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики систем приведены в таблицах 2-3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений уровня продукта, м(1)	от 0,02 до 25,00
Диапазон измерений температуры продукта, °С: - для взрывоопасных сред - для взрывобезопасных сред	 от -55 до +100 от -55 до +150
Диапазон измерений плотности жидкости, кг/м^3	от 650 до 2000
Диапазон измерений уровня подтоварной воды, м	от 0,02 до 8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня продукта, мм: - стандартное исполнение - исполнение по заказу	 ±3,0 ±1,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности жидкости в резервуаре, кг/м^3 (2)	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня подтоварной воды, мм: - при отсутствии эмульсионного слоя, мм (3) - при наличии эмульсионного слоя, мм	 ±2,0 ±15,0

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений массы продукта брутто, массы продукта нетто, объема продукта в резервуаре, % (4)	±0,05

(1) - Конкретный диапазон измерений зависит от высоты резервуара, на который установлена система и указывается в паспорте

(2) - При расстоянии между датчиками, измеряющими плотность (Н) 10 метров и более. При условии 1<Н<10 м погрешность определяется по формуле:

$$\Delta\rho = \frac{6.6364 - \sqrt{44.0413 - 3.6364 \cdot (13.0909 - \mathrm{H})}}{1.8182}$$

При условии 0.1≤Н ≤ 1 м погрешность определяется по формуле:

$$\Delta\rho = \frac{3.5}{\mathrm{H}}$$

(3) - при погружении в продукт не менее 3 сенсорных модулей и в зависимости от соотношения плотности воды и продукта, гомогенности продукта в резервуаре и достигаемой точности измерения плотности в конкретной конфигурации системы и/или точности задания значения плотности воды, либо при погружении в продукт не менее 2 сенсорных модулей и введения в систему значений текущих плотностей продукта и воды;

(4) - Без учета погрешности калибровочной таблицы резервуара и физико-химических показателей продукта, при уровне продукта не менее 720 мм для нижнего предела плотности и при уровне не менее 240 мм для верхнего предела плотности. Конкретное значение определяется методикой измерений для каждого резервуара.

П р и м е ч а н и е - Диапазон измерений массы продукта брутто, массы продукта нетто, объема продукта в резервуаре определяются индивидуальной методикой измерений.

Таблица 3 – Основные технические характеристики систем

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний величины процентного содержания массовой и объёмной доли воды в продукте в резервуаре, включая воду в свободном состоянии, в составе эмульсий и взвесей, %	от 0 до 100
Диапазон показаний плотности жидкости, кг/м^3	от 300 до 2000
Масса, кг, не более: - секция измерителя MTG - сенсорного модуля	 20 3
Габаритные размеры Д×Ш×В, м, не более	2×1,5×75
Максимальное рабочее давление, МПа	3
Максимальное количество сенсорных модулей в одном измерителе MTG, шт.	30
Напряжение питания измерителя MTG (постоянный ток), В	от 7 до 15
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, ºС	 от -55 до +80
Маркировка взрывозащиты: - измеритель MTG - интерфейсные модули E/TGI-EX и ISB во взрывозащищенном исполнении; - интерфейсный модуль E/TGI-WP в пыле- влагозащищенном исполнении	 0Ex ia IIB T4 Ga или 0Ex ia IIA T4 Ga 1Ex d [ia] IIB T4 Gb X или 1Ex d [ia] IIA T4 Gb [Exia Ga] IIB или [Exia Ga] IIA

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

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Измеритель	MTG	1 шт для MTG A
Интерфейсный модуль	ISB	по заказу только для MTG S
Интерфейсный модуль	E/TGI	по заказу только для MTG S
Программное обеспечение	Win TG	1 шт. только для MTG S
Программное обеспечение	MTGR или MTG TEST	1 шт.
Компьютер	-	1 шт. только для MTG S
Паспорт	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 2 документа «Системы измерительные количества жидкости в резервуарах MTG. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам измерительным количества жидкости в резервуарах MTG

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

Приказ Росстандарта от 01.11.2019 №2603 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плотности»

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 №3459 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов»

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

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

Техническая документация Innovative Measurement Methods Inc., США

Изготовитель

Innovative Measurement Methods Inc., США
Адрес: 910 Industrial Blvd. Suite A, Sugar Land, TX, 77478, USA
Телефон: + 1-281-980-3999
E-mail: info@immi-tech.com
Web-сайт: www.immi-tech.com

I.M.M.I. Israel Ltd., Израиль
Адрес: 2 Faran YAVNE, 8122502 Israel
Телефон: +972-89327280
E-mail: info@immi-tech.com
Web-сайт: www.immi-tech.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ» (ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119530, г. Москва, Очаковское ш., д. 34, пом. VII, комн. 6

Тел.: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Регистрационный номер RA.RU.312126 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 497

Регистрационный № 84755-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический РГС-20

Назначение средства измерений

Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический РГС-20 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой стальной сосуд цилиндрической формы с усеченно-коническими днищами подземного расположения. Резервуар имеет замерный люк для эксплуатации и приемо-раздаточные патрубки для заполнения и опорожнения.

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего объему, приведенному в градуировочной таблице резервуара.

Заводской номер наносится типографским способом в паспорт резервуара и на информационную табличку, обеспечивая идентификацию резервуара.

Резервуар РГС-20 с заводским номером 315 расположен по адресу: АО «Транснефть – Дружба», филиал Пензенское районное управление, 359 км лупинга «Клин – Кижеватово» МН «Куйбышев – Унеча – Мозырь – 1».

Место нанесения заводского номера и эскиз общего вида резервуара представлены на рисунках 1-2.

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

Рисунок 1 – Место нанесения заводского номера

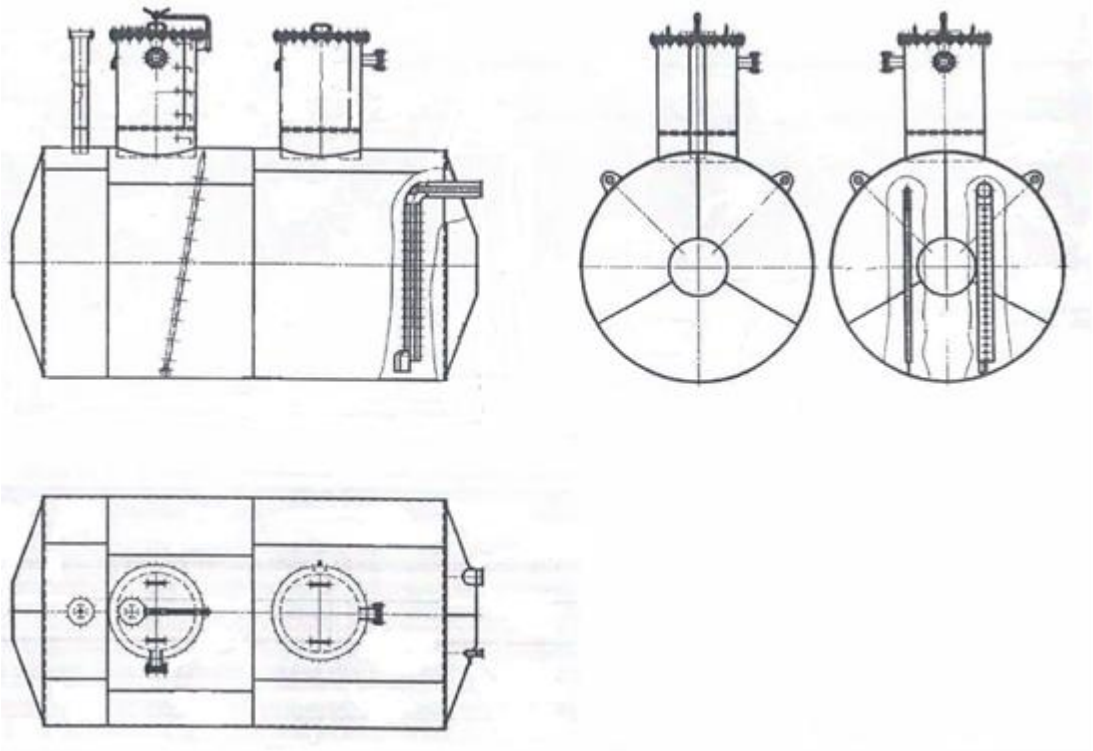

Рисунок 2 – Эскиз общего вида резервуара РГС-20

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип резервуара	РГС-20
Номинальная вместимость, $м^3$	20
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	 2400 4870 3600
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, ^{o} С - атмосферное давление, кПа	 от 0 до +40 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	30

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-20	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Градуировочные таблицы	–	1 экз.

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуару горизонтальному стальному цилиндрическому РГС-20

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

Общество с ограниченной ответственностью «ИТС Металлоконструкции»
(ООО «ИТС МК»)
ИНН 1658185458
Адрес: 420051, г. Казань, Республика Татарстан, ул. Тэцевская, д. 281
Телефон: +7 843 572-01-20
E-mail: itsmk@invent.group

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.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 497

Регистрационный № 84754-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Царицыно» Московской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Царицыно» Московской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительный канал (ИК) АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни.

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя 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 регионального Центра энергоучета (ИВКЭ), реализован на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД) типа RTU327, выполняющих функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя основной и резервный серверы, устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Основной сервер функционирует на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ». Резервный сервер функционирует на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на вход УСПД. С УСПД производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и далее по основному каналу связи данные передаются в основной и резервный сервер ИВК, где происходит оформление отчетных документов.

Основной и резервный серверы функционируют независимо друг от друга. Исключение из работы одного из серверов (основного или резервного) из ИК не влияет на функционирование находящегося в работе сервера и АИИС КУЭ в целом.

Дальнейшая передача информации от ИВК третьим лицам осуществляется по каналу связи сети Internet в формате XML-макетов в соответствии с регламентами оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

ИВК также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В состав СОЕВ входят часы УСПД, счетчиков, ИВК, устройства синхронизации системного времени (УССВ) (сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3).

Основной сервер ИВК оснащен основным сервером синхронизации времени ССВ-1Г и резервным устройством синхронизации времени УСВ-3. Сравнение показаний часов между основным сервером ИВК и ССВ-1Г осуществляется посредством NTP-сервера.

Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ИВК и сервером синхронизации времени осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±1 с (параметр программируемый). В случае отсутствия связи с основным сервером синхронизации времени ССВ-1Г, синхронизация NTP-сервера осуществляется от резервного устройства синхронизации времени УСВ-3 не реже 1 раза в сутки.

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Сравнение показаний часов осуществляется с периодичностью не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±1 с (параметр программируемый).

УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от ИВК, в том числе посредством NTP-сервера.

Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±2 с (параметр программируемый).

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем 2 с.

Программное обеспечение

В основном сервере используется ПО «ГОРИЗОНТ»

ПО «ГОРИЗОНТ» используется при учете электрической энергии и обеспечивает сбор, обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии (ОРЭМ).

ПО «ГОРИЗОНТ» имеет русифицированный интерфейс пользователя (включая вспомогательные и сервисные функции).

ПО «ГОРИЗОНТ» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. ПО «ГОРИЗОНТ» обеспечивает работу по защищенным протоколам передачи данных.

Метрологически значимой частью ПО «ГОРИЗОНТ» является библиотека Eac.MetrologicallySignificantComponents.dll.

Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ» указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО (библиотека Eac.MetrologicallySignificantComponents.dll)	54b0a65fcdd6b713b20fff43655da81b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD 5

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

В резервном сервере используется ПО «Энергия Альфа 2».

ПО «Энергия Альфа 2» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Энергия Альфа 2».

Метрологически значимой частью ПО «Энергия Альфа 2» является файл enalpha.exe.

Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2» указаны в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные программного обеспечения «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.3.3
Цифровой идентификатор ПО (файл enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD 5

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2» «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Уровень ИИК						Уровень ИВКЭ	Уровень ИВК
		Вид СИ	Тип, модификация СИ		Класс точности	Коэффициент трансформации	Рег. №	УСПД (тип, рег. №)	УССВ (тип, рег. №)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	ТП Царицыно Ввод-2-110кВ (ВЛ 110 кВ Чертаново-Царицыно) 2СШ	ТТ	А	VIS WI	0,2S	400/1	37750-08	RTU327 рег. № 19495-03	ССВ-1Г рег. № 58301-14 УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	VIS WI	0,2S	400/1	37750-08		
		ТТ	С	VIS WI	0,2S	400/1	37750-08		
		ТН	А	SU 170/S	0,2	(110000/√3)/(100/√3)	37115-14		
		ТН	В	SU 170/S	0,2	(110000/√3)/(100/√3)	37115-14		
		ТН	С	SU 170/S	0,2	(110000/√3)/(100/√3)	37115-14		
		Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	ТП Царицыно Ввод-2-6кВ 2СШ	ТТ	А	ТЛП-10-2	0,5S	200/5	30709-11	RTU327 рег. № 19495-03	ССВ-1Г рег. № 58301-14 УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТЛП-10-2	0,5S	200/5	30709-11		
		ТТ	С	ТЛП-10-2	0,5S	200/5	30709-11		
		ТН	А	НАМИТ-6-2	0,5	6000/100	70324-18		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	A1805RAL-P4GB-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		

Примечания

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

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

Таблица 4 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
10 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
10 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,9	2,1	2,1
	0,5	2,7	2,1	1,5	1,5
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,8	0,8
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,0	1,4	1,2	1,2
10 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,2	1,9	1,9
	0,5	5,1	3,4	2,7	2,7

Продолжение таблицы 4

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \le I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,3	2,0	1,7	1,7
	0,5	2,0	1,6	1,5	1,5
10 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,2	4,3	3,8	3,8
	0,5	4,1	3,7	3,4	3,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), (±Δ), с					5

Примечания

1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для cosφ=1,0 нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для cosφ<1,0 нормируются от $I_{2\%}$.

Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

Таблица 5 - 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 1 до 120
- коэффициент мощности	0,87
- частота, Гц	от 49,85 до 50,15
температура окружающей среды, °С:	
- для счетчиков электрической энергии	от +21 до +25
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- ток, % от $I_{ном}$	от 1 до 120
- коэффициент мощности, не менее	0,5
- частота, Гц	от 49,6 до 50,4
диапазон рабочих температур окружающей среды, °С:	
- для ТТ и ТН	от +5 до +35
- для счетчиков	от +5 до +35

Продолжение таблицы 5

1	2
- для УСПД - УССВ - для сервера	от +10 до +25 от +18 до +24 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU327: - средняя наработка до отказа, ч, не менее Сервер синхронизации времени ССВ-1Г: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч Устройство синхронизации времени УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч - время восстановления, ч	 120000 72 40000 22000 2 45000 2
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

− защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

− резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

− журнал счетчика:
  − параметрирования;
  − пропадания напряжения;
  − коррекции шкалы времени в счетчике;
− журнал УСПД:
  − параметрирования;
  − пропадания напряжения;
  − коррекции шкалы времени в счетчиках и УСПД;
  − пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

− механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  − счетчиков электрической энергии;
  − промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  − испытательной коробки;
  − УСПД.

− защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  − счетчиков электрической энергии;
  − УСПД.

Возможность коррекции шкалы времени в:
− счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
− УСПД (функция автоматизирована);
− сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
− о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
− измерений 30 мин (функция автоматизирована);
− сбора информации 30 мин (функция автоматизирована).

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

Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	VIS WI	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10-2	3 шт.
Трансформатор напряжения	SU 170/S	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-6-2	1 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	1 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1805RAL-P4GB-DW-4	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU327	1 шт.
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Формуляр	0831-1295-21-00-15-2-ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с применением системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Царицыно» Московской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги», аттестованной ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311703 в реестре аккредитованных лиц.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Царицыно» Московской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги»

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

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги» (ОАО «РЖД»)
ИНН 7708503727
Адрес: 107174, г. Москва, ул. Новая Басманная, д. 2
Телефон/факс: +7 (499) 262-60-55/+7 (499) 262-60-55
Web-сайт: www.rzd.ru
E-mail: info@rzd.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
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в реестре аккредитованных лиц