

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06 __» февраля 2024 г. № 309

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а)	Изготовитель	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии на объектах группы "ЛУКОЙЛ"	Обозначение отсутствует	С	91239-24	01	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГО-МЕТРОЛОГИЯ" (ООО "ЭНЕРГО-МЕТРОЛОГИЯ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГО-МЕТРОЛОГИЯ" (ООО "ЭНЕРГО-МЕТРОЛОГИЯ"), г. Москва	ОС	МП 26.51.43/01/23	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГО-МЕТРОЛОГИЯ" (ООО "ЭНЕРГО-МЕТРОЛОГИЯ"), г. Москва	ФБУ "Самарский ЦСМ", г. Самара	16.06.2023
2.	Система измерительная АСУТП ГТ ПГУ-410 ООО "ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго"	Обозначение отсутствует	Е	91240-24	6860U01IS	Mitsubishi Heavy Industries, завод в Такасаго, Япония	Mitsubishi Heavy Industries, завод в Такасаго, Япония	ОС	МП-217-2023	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "ПРОМОЙЛ-СЕРВИС" (ООО "ПРОМОС"), г. Москва	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ Метрология", Московская обл., г. Чехов	17.08.2023
3.	Система измерений ко-	Обозначение	Е	91241-24	6	Общество с ограничен-	Общество с ограничен-	ОС	МП 1531-9-2023	1 год	Общество с ограничен-	ВНИИР - филиал ФГУП	21.07.2023

	личества и показателей качества нефти сырой № 2079 ООО "Русланойл"	отсутствует				ной ответственностью "ПромАвтоматика" (ООО "ПромАвтоматика"), Республика Татарстан, г. Лениногорск	ной ответственностью "Русланойл" (ООО "Русланойл"), Республика Татарстан, р-н Альметьевский, г. Альметьевск				ной ответственностью "ПромАвтоматика" (ООО "ПромАвтоматика"), Республика Татарстан, г. Лениногорск	"ВНИИМ им. Д.И.Менделеева", г. Казань	
4.	Установки тахометрические	УТ120-МГ4	С	91242-24	011	Общество с ограниченной ответственностью "Специальное конструкторское бюро Стройприбор" (ООО "СКБ Стройприбор"), г. Челябинск	Общество с ограниченной ответственностью "Специальное конструкторское бюро Стройприбор" (ООО "СКБ Стройприбор"), г. Челябинск	ОС	МП 26.51.64.15 0-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Специальное конструкторское бюро Стройприбор" (ООО "СКБ Стройприбор"), г. Челябинск	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И.Менделеева", г. Санкт-Петербург	25.10.2023
5.	Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВСПК-40000	Е	91243-24	504	Акционерное общество "Газпромнефть-Московский НПЗ" (АО "Газпромнефть-МНПЗ"), г. Москва	Акционерное общество "Газпромнефть-Московский НПЗ" (АО "Газпромнефть-МНПЗ"), г. Москва	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Акционерное общество "Газпромнефть-Московский НПЗ" (АО "Газпромнефть-МНПЗ"), г. Москва	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	24.11.2023
6.	Резервуар горизонтальный стальной двустенный	СРП (35+15)	Е	91244-24	1195	Общество с ограниченной ответственностью "Кингисеппский завод металлоконструкций ПРОММОНТАЖСТРОЙ" (ООО "КЗМК ПМС"),	Общество с ограниченной ответственностью "Кингисеппский завод металлоконструкций ПРОММОНТАЖСТРОЙ" (ООО "КЗМК ПМС"),	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "ПромМонтажСтрой" (АО "ПМС"), г. Санкт-Петербург	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	24.11.2023

						Ленинградская обл., Кингисеппский м.р-н, гп. Ивангородское, г. Ивангород	Ленинградская область, Кингисеппский м.р-н, гп. Ивангородское, г. Ивангород						
7.	Пикнометры металлические напорные	Обозначение отсутствует	Е	91245-24	342421, 352421, 362421, 372421	Общество с ограниченной ответственностью "Инвестстрой" (ООО "Инвестстрой"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Инвестстрой" (ООО "Инвестстрой"), г. Москва	ОС	МП 2302-0009-2023	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Инвестстрой" (ООО "Инвестстрой"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	22.11.2023
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК "Башнефть" (БНД Приютковский ЦЭЭ)	Обозначение отсутствует	Е	91246-24	02/23	Общество с ограниченной ответственностью "Башнефть-Добыча" (ООО "Башнефть-Добыча"), г. Уфа	Публичное акционерное общество "Акционерная нефтяная Компания "Башнефть" (ПАО АНК "Башнефть"), г. Уфа	ОС	МП 26.51/272/23	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Башнефть-Добыча" (ООО "Башнефть-Добыча"), г. Уфа	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	10.11.2023
9.	Система верхнего налива автоматизированная на пункте отпуски нефти приемосдаточного пункта Муханово АО "Самаранеф-	Обозначение отсутствует	Е	91247-24	180939	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	ОС	НА.ГНМЦ. 0779-23 МП	1 год	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	АО "Нефтеавтоматика", г. Казань	13.11.2023

	тегаз"												
10.	Система налива автоматизированная на пункте налива нефти Волгановский АО "Самаранефтегаз"	Обозначение отсутствует	Е	91248-24	47045-4	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	ОС	НА.ГНМЦ. 0774-23 МП	1 год	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	АО "Нефтеавтоматика", г. Казань	13.11.2023
11.	Расходомеры электромагнитные	MERA TFM	С	91249-24	T110498223; T110498323; T1104103823; E50221078	Общество с ограниченной ответственностью "МЕРА" (ООО "МЕРА"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "МЕРА" (ООО "МЕРА"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП 208-057-2023; МИ 3164-2014 - при периодической имитационной поверке с применением установки "Поток-Т"	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "МЕРА" (ООО "МЕРА"), г. Санкт-Петербург	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	10.11.2023
12.	Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-100	Е	91250-24	11Е-3	Общество с ограниченной ответственностью "БАЛЧУГ-ПЕТРОЛЕУМ" (ООО "БАЛЧУГ-ПЕТРОЛЕУМ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "БАЛЧУГ-ПЕТРОЛЕУМ" (ООО "БАЛЧУГ-ПЕТРОЛЕУМ"), г. Москва	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "БАЛЧУГ-ПЕТРОЛЕУМ" (ООО "БАЛЧУГ-ПЕТРОЛЕУМ"), г. Москва	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	04.12.2023
13.	Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические	РГС	Е	91251-24	модиф. РГС-50 зав.№11Е-1, модиф. РГС-60 зав. №Е-5	Общество с ограниченной ответственностью "БАЛЧУГ-ПЕТРОЛЕУМ" (ООО "БАЛЧУГ-	Общество с ограниченной ответственностью "БАЛЧУГ-ПЕТРОЛЕУМ" (ООО "БАЛЧУГ-	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "БАЛЧУГ-ПЕТРОЛЕУМ" (ООО "БАЛЧУГ-	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	04.12.2023

						ПЕТРОЛЕ- УМ"), г. Москва	ПЕТРОЛЕ- УМ"), г. Москва				ПЕТРОЛЕ- УМ"), г. Москва		
14.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО "ЭК Эталон" (ПС 110 кВ Оптика)	Обозначение отсутствует	Е	91252-24	001	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	Акционерное общество "Энергетическая компания Эталон" (АО "ЭК Эталон"), Кабардино-Балкарская Республика, г. Прохладный	ОС	МП 31-2023	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	ООО "АСЭ", г. Владимир	07.09.2023
15.	Система налива автоматизированная на пункте налива нефти Северо-Максимовский АО "Самаранефтегаз"	Обозначение отсутствует	Е	91253-24	105257	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	ОС	НА.ГНМЦ. 0777-23 МП	1 год	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	АО "Нефтеавтоматика", г. Казань	23.10.2023
16.	Система налива автоматизированная на пункте налива нефти Северо-Флеровский АО "Самаранефтегаз"	Обозначение отсутствует	Е	91254-24	20221202	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	ОС	НА.ГНМЦ. 0776-23 МП	1 год	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	АО "Нефтеавтоматика", г. Казань	13.11.2023

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» февраля 2024 г. № 309

Регистрационный № 91250-24

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-100

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-100 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти, а также для ее приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной горизонтальный цилиндрический, номинальной вместимостью 100 м³.

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтью до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуар представляет собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящий из буквы и арабских цифр, нанесен аэрографическим способом на стенку резервуара.

Резервуар РГС-100 с заводским номером 11Е-3 расположен на территории резервуарного парка приема и хранения нефти по адресу: 425258, Республика Марий Эл, м.р-н Оршанский, с.п. Марковское, с. Табашино, тер. НПЗ.

Общий вид резервуара РГС-100 представлен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РГС-100

Пломбирование резервуара РГС-100 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	100
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,25

Т а б л и ц а 2 - Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Т а б л и ц а 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-100	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

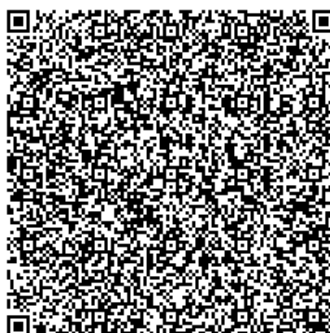
Общество с ограниченной ответственностью «БАЛЧУГ-ПЕТРОЛЕУМ»
(ООО «БАЛЧУГ-ПЕТРОЛЕУМ»)
ИНН 9722033065
Юридический адрес: 109316, г. Москва, вн. тер.г.муниципальный округ Текстильщики, Волгоградский пр-кт, д. 45, стр. 1, помещ. 336
Телефон: +7(495) 580-9130

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «БАЛЧУГ-ПЕТРОЛЕУМ»
(ООО «БАЛЧУГ-ПЕТРОЛЕУМ»)
ИНН 9722033065
Адрес места осуществления деятельности: 425258, Республика Марий Эл, м.р-н Оршанский, с.п. Марковское, с. Табашино, тер. НПЗ, зд. 1
Юридический адрес: 109316, г. Москва, вн. тер.г.муниципальный округ Текстильщики, Волгоградский пр-кт, д. 45, стр. 1, помещ. 336
Телефон: +7(495) 580-9130

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ» (ООО «МетроКонТ»)
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, оф. 51
Телефон: +7 9372834420
Факс +7 (843) 515-00-21
E-mail: trifonovua@mail.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312640.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» февраля 2024 г. № 309

Регистрационный № 91251-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Установка резервуаров РГС – подземная.

Резервуары изготовлены в следующих модификациях: РГС-50 с заводским номером 11Е-1, РГС-60 с заводским номером Е-5.

Заводские номера резервуаров в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящие из букв и арабских цифр, нанесены типографским способом на табличку резервуара. Табличка крепится к измерительному люку резервуара (рисунок 1).

Резервуары РГС-50 с заводским номером 11Е-1, РГС-60 с заводским номером Е-5 расположены на территории резервуарного парка приема и хранения нефти по адресу: 425258, Республика Марий Эл, м.р-н Оршанский, с.п. Марковское, с. Табашино, тер. НПЗ.

Эскизы общего вида резервуаров приведены на рисунках 2, 3. Фотографии горловин и измерительных люков приведены на рисунках 4, 5.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Измерительные люки резервуаров

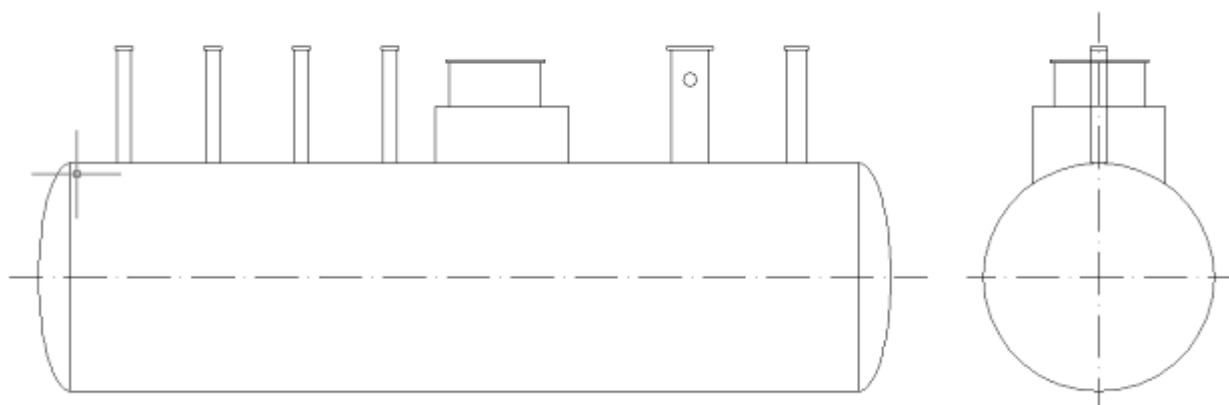


Рисунок 2 – Эскиз общего вида резервуара РГС-50

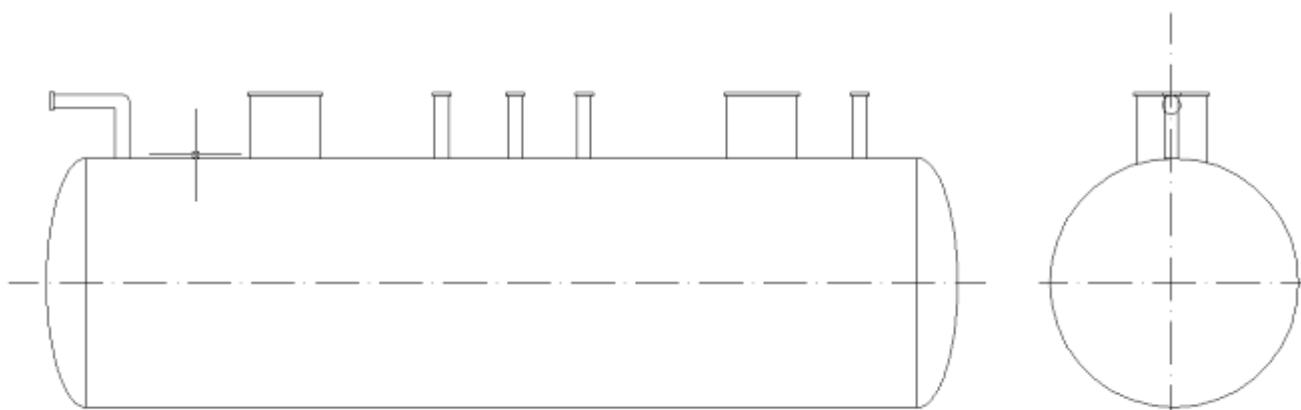


Рисунок 3 – Эскиз общего вида резервуара РГС-60



Рисунок 4 – Горловины и измерительный люк резервуара РГС-50 зав.№11Е-1



Рисунок 5 – Горловины и измерительный люк резервуара РГС-60 зав.№Е-5

Пломбирование резервуаров РГС не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	РГС-50	РГС-60
Номинальная вместимость, м ³	50	60
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	±0,25	

Т а б л и ц а 2 – Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Т а б л и ц а 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-50	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-60	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «БАЛЧУГ-ПЕТРОЛЕУМ»
(ООО «БАЛЧУГ-ПЕТРОЛЕУМ»)
ИНН 9722033065
Юридический адрес: 109316, г. Москва, вн. тер.г.муниципальный округ Текстильщики,
Волгоградский пр-кт, д. 45, стр. 1, помещ. 336
Телефон: +7(495) 580-9130

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «БАЛЧУГ-ПЕТРОЛЕУМ»
(ООО «БАЛЧУГ-ПЕТРОЛЕУМ»)

ИНН 9722033065

Адрес места осуществления деятельности: 425258, Республика Марий Эл,
м.р-н Оршанский, с.п. Марковское, с. Табашино, тер. НПЗ, зд. 1

Юридический адрес: 109316, г. Москва, вн. тер.г.муниципальный округ Текстильщики,
Волгоградский пр-кт, д. 45, стр. 1, помещ. 336

Телефон: +7(495) 580-9130

Испытательный центр

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

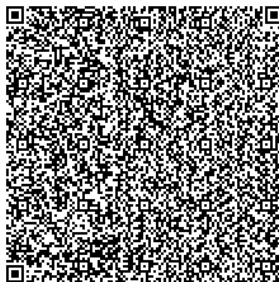
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, оф. 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312640.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» февраля 2024 г. № 309

Регистрационный № 91252-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «ЭК Эталон» (ПС 110 кВ Оптика)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «ЭК Эталон» (ПС 110 кВ Оптика) 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.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctional, многоуровневую автоматизированную информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа UCSB-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 2.0».

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 за период 0,02 с. 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 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний, второй уровень системы, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи 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 с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений производится со второго уровня настоящей системы.

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

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

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии 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 расхождении шкалы времени счетчика со шкалой 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 корпус АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 001 наносится на корпус сервера в виде наклейки и типографским способом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «ЭК Эталон» (ПС 110 кВ Оптика).

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». 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
1	2
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.7
Наименование программного модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Наименование программного модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Наименование программного модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Наименование программного модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Наименование программного модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Наименование программного модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Наименование программного модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Наименование программного модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Наименование программного модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Наименование программного модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3 и 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	ПС 110 кВ Оптика, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 35	ТОЛ 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 47959-16	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL20 Gen9	активная реактивная
2	ПС 110 кВ Оптика, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 34	ТОЛ 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 47959-16	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
3	ПС 110 кВ Оптика, ЗРУ 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч. 5	ТОЛ 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 47959-16	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
4	ПС 110 кВ Оптика, ЗРУ 10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч. 6	ТОЛ 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 47959-16	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная

П р и м е ч а н и я

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.

3 Допускается замена серверов АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений

5 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 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 $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C 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 +5 до +40 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	320000 3 70000 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	45 5 3,5

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 титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ	12
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	4
Счетчик электрической энергии	Меркурий 234	4
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	1
Сервер АИИС КУЭ	HP ProLiant DL20 Gen9	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2.0»	1
Формуляр	АСВЭ 461.00.000 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) АО «ЭК Эталон» (ПС 110 кВ Оптика)», аттестованном ООО «АСЭ» г. Владимир, аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Энергетическая компания Эталон» (АО «ЭК Эталон»)

ИНН 0716002859

Юридический адрес: 361045, Кабардино-Балкарская Республика, г. Прохладный, ул. Гагарина, д. 14

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

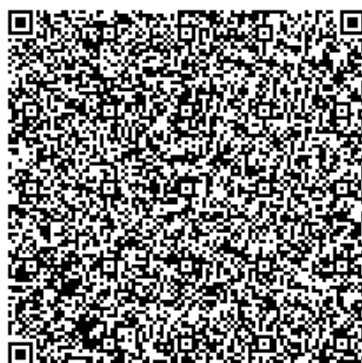
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312617.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» февраля 2024 г. № 309

Регистрационный № 91253-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система налива автоматизированная на пункте налива нефти Северо-Максимовский АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система налива автоматизированная на пункте налива нефти Северо-Максимовский АО «Самаранефтегаз» (далее – АСН) предназначена для учета количества нефти при выполнении учетных операций при отпуске и приеме нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия АСН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси (далее по тексту – нефти) с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (далее – СРМ). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей СРМ поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L») (далее – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси определяют как разность массы нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей, механических примесей и растворенного газа в нефти.

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

Конструктивно АСН состоит из входного коллектора, двух постов налива и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура АСН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

Посты налива в количестве 2 шт. выполняют функции измерения количества отпускаемой нефти и определения текущих параметров нефти по каждому посту налива. Отбор представительной пробы для лабораторного контроля параметров нефти осуществляется по ГОСТ Р 8.880-2015.

СОИ обеспечивает управление наливом, сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L») (далее по тексту – ИВК), осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных; автоматизированное рабочее место оператора на базе ПО «ПЕТРОЛСОФТ(С)» (далее – АРМ оператора), оснащенные средствами отображения, управления и печати.

В состав АСН входят следующие средства измерений (СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав АСН

Наименование СИ	Регистрационный №
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (далее – СРМ)	45115-10
Преобразователи давления измерительные АИР-10	31654-19
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-274	21968-11
Влагомеры сырой нефти ВСН-2	24604-12
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-Л»)	76279-19

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

АСН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерений массы нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа) и объемной доли воды (%) в нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей, механических примесей и растворенного газа в нефти;
- автоматический и ручной отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защиту информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящие в состав АСН, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа.

Нанесение знака поверки на АСН не предусмотрено.

Заводской № 105257 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на шильд-табличку рамы АСН.

Программное обеспечение

АСН реализовано в ИВК и в АРМ оператора, оснащенные средствами отображения, управления и печати. Идентификационные данные (ПО) АСН приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО АСН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	SIKNS.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.000	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	E4430874	4F935AF25DBA54BBC 2AA85C37ADAB312
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Максимальное значение расхода по каждому посту налива, т/ч, не более	272
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси, %	±0,25
П р и м е ч а н и е - пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси нормируется в соответствии с документом: «ГСИ. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений автоматизированной системой налива на пункте налива нефти Северо-Максимовский АО «Самаранефтегаз». ФР.1.29.2023.45791	

Т а б л и ц а 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	смесь нефтегазоводяная
Характеристики измеряемой среды: - давление избыточное измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С - вязкость кинематическая измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с - плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³ - объемная доля воды, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ - массовая доля механических примесей, % - объемная доля растворенного газа при стандартных условиях, м ³ /м ³ - свободный газ	от 0,1 до 1 от 0 до +50 от 1,25 до 25 от 850 до 950 95 от 300 до 6300 от 0,01 до 0,08 от 1 до 25 отсутствует
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от 99,1 до 101,325
Режим работы СИ	периодический

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист технологической инструкции АСН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система налива автоматизированная на пункте налива нефти Северо-Максимовский АО «Самаранефтегаз»	—	1
Технологическая инструкция	—	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе «ГСИ. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений автоматизированной системой налива на пункте налива нефти Северо-Максимовский АО «Самаранефтегаз», ФР.1.29.2023.45791.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

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

Телефон: +7 (846) 333-02-32

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

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

Телефон: +7 (846) 333-02-32

Испытательный центр

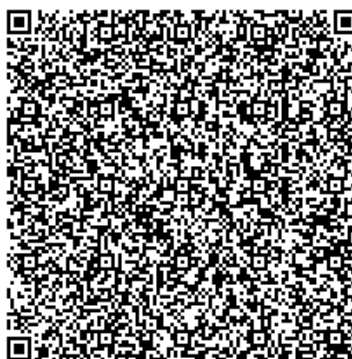
Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-68-78

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» февраля 2024 г. № 309

Регистрационный № 91254-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система налива автоматизированная на пункте налива нефти Северо-Флеровский АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система налива автоматизированная на пункте налива нефти Северо-Флеровский АО «Самаранефтегаз» (далее – АСН) предназначена для учета количества нефти при выполнении учетных операций при отпуске и приеме нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия АСН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси (далее по тексту – нефти) с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (далее – СРМ). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей СРМ поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРUS-L») (далее – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси определяют как разность массы нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей, механических примесей и растворенного газа в нефти.

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

Конструктивно АСН состоит из входного коллектора, трех постов налива и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура АСН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

Посты налива в количестве 3 штук выполняют функции измерения количества отпускаемой нефти и определения текущих параметров нефти по каждому посту налива. Отбор представительной пробы для лабораторного контроля параметров нефти осуществляется по ГОСТ Р 8.880-2015.

СОИ обеспечивает управление наливом, сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРUS-L») (далее по тексту – ИВК), осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных; автоматизированное рабочее место оператора на базе ПО «ПЕТРОЛСОФТ(С)» (далее – АРМ оператора), оснащенные средствами отображения, управления и печати.

В состав АСН входят следующие средства измерений (СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав АСН

Наименование СИ	Регистрационный №
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (далее – СРМ)	45115-10
Преобразователи давления измерительные АИР-10	31654-19
Термопреобразователи сопротивления ТПС	71718-18
Влагомеры сырой нефти ВСН-2	24604-12
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-Л»)	76279-19

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

АСН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерений массы нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа) и объемной доли воды (%) в нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей, механических примесей и растворенного газа в нефти;
- автоматический и ручной отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защиту информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав АСН, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа.

Нанесение знака поверки на АСН не предусмотрено.

Заводской № 20221202 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на шильд-табличку рамы АСН.

Программное обеспечение

АСН реализовано в ИВК и в АРМ оператора, оснащенные средствами отображения, управления и печати. Идентификационные данные (ПО) АСН приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО АСН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	SIKNS.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.000	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	E4430874	4F935AF25DBA54BBC 2AA85C37ADAB312
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Максимальное значение расхода по каждому посту налива, т/ч, не более	87,1

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
П р и м е ч а н и е - пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси нормируется в соответствии с документом: «ГСИ. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений автоматизированной системой налива на пункте налива нефти Северо-Флеровский АО «Самаранефтегаз». ФР.1.29.2023.45792	

Т а б л и ц а 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	смесь нефтегазоводяная
Характеристики измеряемой среды: - давление избыточное измеряемой среды, МПа, не более - температура измеряемой среды, °С - вязкость кинематическая измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с - плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³ - объемная доля воды, % - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ - массовая доля механических примесей, % - объемная доля растворенного газа при стандартных условиях, м ³ /м ³ - свободный газ	6,0 от -10* до +50 от 4 до 16 от 753 до 900 от 0,03 до 100 от 200 до 300 от 0,01 до 0,02 от 10 до 14 отсутствует
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от 99,1 до 101,325
Режим работы СИ	периодический
* - при условии не замерзания измеряемой среды.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист технологической инструкции АСН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система налива автоматизированная на пункте налива нефти Северо-Флеровский АО «Самаранефтегаз»	—	1
Технологическая инструкция	—	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе «ГСИ. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений автоматизированной системой налива на пункте налива нефти Северо-Флеровский АО «Самаранефтегаз». ФР.1.29.2023.45792.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

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

Телефон: +7 (846) 333-02-32

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

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

Телефон: +7 (846) 333-02-32

Испытательный центр

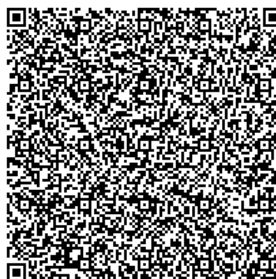
Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-68-78

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» февраля 2024 г. № 309

Регистрационный № 91239-24

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии на объектах группы «ЛУКОЙЛ»

Назначение средства измерений

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии на объектах группы «ЛУКОЙЛ» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначены для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора данных (далее – ССД) и сервер баз данных (далее - СБД), расположенные на виртуальных серверах (VMware) (далее по тексту - сервер ИВК), устройство синхронизации времени УСВ-2 (далее-УСВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Сервер ИВК АИИС КУЭ с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Сервер ИВК АИИС КУЭ раз в сутки формирует отчеты в формате XML, подписывает электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по выделенному каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК и сервер ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени типа УСВ-2, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Сервер ИВК АИИС КУЭ, периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-2 и при расхождении ± 1 с и более, сервера ИВК АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-2.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера ИВК осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (1 раз в 30 минут). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера ИВК равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода, которая крепится на корпус АРМ.

Общий вид АРМ с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.

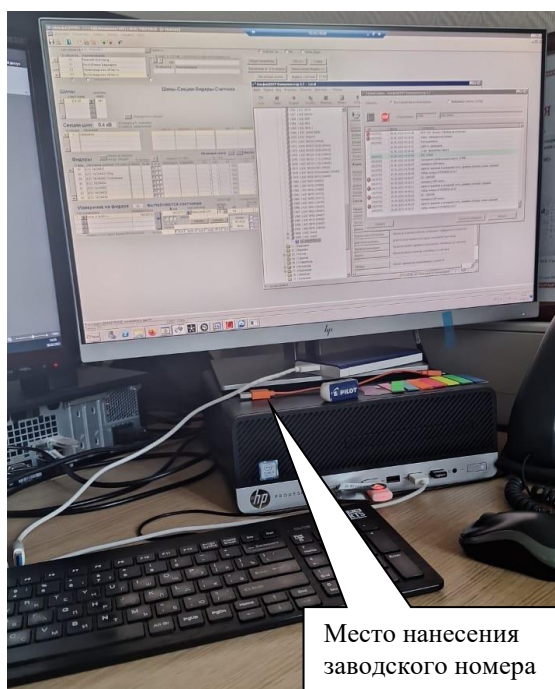


Рисунок 1 - Общий вид АРМ с указанием места нанесения заводского номера.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	12.1
Цифровой идентификатор модуля ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Возможный состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Наименование компонентов	Характеристики
Измерительные трансформаторы тока	Классов точности 0,5; 0,5S по ГОСТ 7746
Измерительные трансформаторы напряжения	Классов точности 0,5, по ГОСТ 1983
Счетчики электрической энергии	
Тип	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (ФИФ) по обеспечению единства измерений
СЕ 303	33446-08
СЕ 301	34048-07, 34048-08
СЕ 308	59520-14
Меркурий 230	23345-07, 80590-20
Меркурий 233	34196-10
Меркурий 234	48266-11, 75755-19
Меркурий 236	47560-11, 80589-20
Меркурий 238	75755-19
МИР С-04	61678-15
ПСЧ-3АРТ.09	47122-11
ПСЧ-3ТА.07	28336-04, 28336-09
ПСЧ-3ТМ.05М	36354-07
ПСЧ-4ТМ.05МК	64450-16
СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.03М	36697-08, 36697-12, 36697-17
СЭТ-4ТМ.03МК	74671-19
Сервер баз данных	
Сервер баз данных АИИС КУЭ	виртуальный сервер (VMware)
Сервер сбора данных	
Устройство синхронизации времени	
УСВ-2	82570-21
Автоматизированное рабочее место	АРМ

Продолжение таблицы 2

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Конфигурация ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1	2	3	4
Счетчик 0,2S/0,5; ТН 0,5; ТТ 0,5S	Активная	1,2	1,7
	Реактивная	1,8	2,7
Счетчик 0,5S/0,5; ТН 0,5; ТТ 0,5S	Активная	1,3	2,2
	Реактивная	1,8	2,7
Счетчик 0,5S/1,0; ТН 0,5; ТТ 0,5S	Активная	1,3	2,2
	Реактивная	2,0	3,7
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,5S	Активная	0,9	1,6
	Реактивная	1,5	2,6
Счетчик 0,5S/0,5; ТТ 0,5S	Активная	1,1	2,1
	Реактивная	1,5	2,6
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,5S	Активная	1,1	2,1
	Реактивная	1,8	3,6
Счетчик 1/1; ТТ 0,5S	Активная	1,4	3,3
	Реактивная	1,8	3,6
Счетчик 1/2; ТТ 0,5S	Активная	1,4	3,3
	Реактивная	2,6	6,2
Счетчик 0,2S/0,5; ТН 0,5; ТТ 0,5	Активная	1,2	2,9
	Реактивная	1,8	4,5
Счетчик 0,5S/0,5; ТН 0,5; ТТ 0,5	Активная	1,3	3,2
	Реактивная	1,8	4,5
Счетчик 0,5S/1,0; ТН 0,5; ТТ 0,5	Активная	1,3	3,2
	Реактивная	2,0	5,2
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,5	Активная	0,9	2,8
	Реактивная	1,5	4,4
Счетчик 0,5S/0,5; ТТ 0,5	Активная	1,1	3,1
	Реактивная	1,5	4,4
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,5	Активная	1,1	3,1
	Реактивная	1,8	5,1
Счетчик 1/1; ТТ 0,5	Активная	1,4	4,0
	Реактивная	1,8	5,1
Счетчик 1/2; ТТ 0,5	Активная	1,4	4,0
	Реактивная	2,6	7,1
Счетчик 0,5S/0,5	Активная	0,6	1,5
	Реактивная	0,6	1,5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Счетчик 0,5S/1,0	Активная	0,6	1,5
	Реактивная	1,1	2,9
Счетчик 1/1	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	1,1	2,9
Счетчик 1/2	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	2,2	5,8
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) с			5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая) 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до +40°C			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 50 от +21 до +25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для сервера ИВК, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 инд. до 1 емк от 49,6 до 50,4 от -60 до +60 от 0 до +40 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08), СЭТ-4ТМ.02М (рег. № 36697-08) СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12), СЭТ-4ТМ.02М (рег. № 36697-12) СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17), СЭТ-4ТМ.02М (рег. № 36697-17) ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 64450-16) Меркурий 230 (рег. № 23345-07) Меркурий 230 (рег. № 80590-20) Меркурий 233 (рег. № 34196-10) Меркурий 234 (рег. № 48266-11)	140000 165000 220000 165000 150000 210000 150000 220000

Продолжение таблицы 4

1	2
Меркурий 234 (рег.№ 75755-19) СЕ 303 (рег. № 33446-08) СЕ 301 (рег.№ 34048-07), (рег.№ 34048-08) СЕ 308 (рег.№ 59520-14) МИР С-04 (рег. № 61678-15) Меркурий 236 (рег.№ 47560-11) Меркурий 236 (рег.№ 80589-20), Меркурий 238 (рег.№ 75755-19) СЭТ-4ТМ.03МК (рег.№74671-19) ПСЧ-3ТМ.05М (рег.№ 36354-07) ПСЧ-3ТА.07(рег.№ 28336-04). ПСЧ-3ТА.07 (рег.№ 28336-09) ПСЧ-3АРТ.09 (рег.№ 47122-11) УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	320000 160000 160000 220000 290000 220000 320000 220000 140000 88000 220000 35000 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут, не менее СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08), СЭТ-4ТМ.02М (рег. № 36697-08) СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12), СЭТ-4ТМ.02М (рег. № 36697-12) СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17), СЭТ-4ТМ.02М (рег. № 36697-17) ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 64450-16) Меркурий 230 (рег. № 23345-07) Меркурий 230 (рег. № 80590-20) Меркурий 233 (рег. № 34196-10) Меркурий 234 (рег.№ 48266-11) Меркурий 234(рег.№ 75755-19) СЕ 303 (рег. № 33446-08) СЕ 301 (рег.№ 34048-07), СЕ 301 (рег.№ 34048-08) СЕ 308 (рег.№ 59520-14) МИР С-04 (рег. № 61678-15) Меркурий 236 (рег.№ 47560-11), Меркурий 236 (рег.№ 80589-20), Меркурий 238 (рег.№ 75755-19) СЭТ-4ТМ.03МК (рег.№74671-19) ПСЧ-3ТМ.05М (рег.№ 36354-07) ПСЧ-3ТА.07 (рег.№ 28336-04), ПСЧ-3ТА.07 (рег.№ 28336-09) ПСЧ-3АРТ.09 (рег.№ 47122-11) Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	113 114 114 113 85 113 170 170 123 85 128 128 131 113 114 113 113 113 113 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера ИВК с помощью источника бесперебойного питания;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации—участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервере ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии на объектах группы «ЛУКОЙЛ»	-	1*
Автоматизированное рабочее место	АРМ	1***
Документация		
Формуляр	ФО 26.51.43/ XXX**	1
Примечание: *- Комплектация системы согласно проекту, указана в формуляре **- XXX – серийный номер АИИС КУЭ *** - количество АРМ согласно проекту, указано в формуляре		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием систем автоматизированных информационно-измерительных коммерческого учета электроэнергии на объектах группы «ЛУКОЙЛ», аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290 от 16.11.2015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ТУ 26.51.43-001-23 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии на объектах группы «ЛУКОЙЛ». Технические условия.

Правообладатель

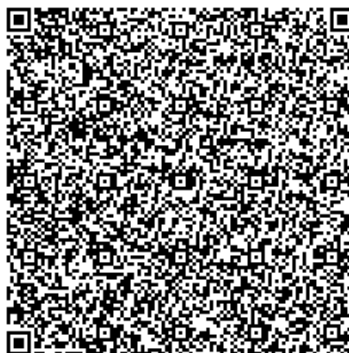
Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)
ИНН 7714348389
Юридический адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, к. 12, эт. 2, помещ. II, ком. 9
Телефон: 8 (495) 230-02-86.
E-mail: info@energometrologia.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)
ИНН 7714348389
Юридический адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, к. 12, эт. 2, помещ. II, ком. 9
Адрес места осуществления деятельности: 125124, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, к. 12, эт. 2 помещ. II, ком. 9
Телефон: 8 (495) 230-02-86.
E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»
(ФБУ «Самарский ЦСМ»)
Адрес: 443013, г. Самара, пр-кт Карла Маркса, д. 134
Телефон: 8 (846) 336-08-27
Факс: 8 (846) 336-15-54
E-mail: referent@samaragost.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311281.



Регистрационный № 91249-24

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры электромагнитные MERA TFM

Назначение средства измерений

Расходомеры электромагнитные MERA TFM (далее - расходомеры) предназначены для измерений объемного расхода и объема электропроводящих жидкостей с проводимостью более 20 мкСм/см.

Описание средства измерений

Принцип работы расходомеров основан на законе электромагнитной индукции: в электропроводящей жидкости, движущейся в магнитном поле, индуцируется электродвижущая сила (ЭДС) пропорциональная скорости потока жидкости, которой в свою очередь пропорционален объемный расход жидкости.

Расходомер состоит из первичного измерительного датчика (далее – измерительный датчик) и электронного преобразователя с жидкокристаллическим дисплеем, который обеспечивает индикацию результатов измерений (далее - ЭП), смонтированных в едином моноблоке (компактное исполнение) или в отдельных корпусах (раздельное исполнение).

Измерительный датчик состоит из участка трубопровода из немагнитного материала, покрытого внутри неэлектропроводящим материалом (футеровкой), помещенного между полюсами электромагнита, и двух электродов, помещенных в поток жидкости, в направлении перпендикулярном как направлению движения жидкости, так и направлению силовых линий магнитного поля.

ЭП обеспечивает прием и обработку сигнала от измерительного датчика и в зависимости от исполнения формирует токовый, частотно-импульсный и цифровые выходные сигналы, несущие информацию о расходе и накопленном объеме.

Расходомеры могут работать как в прямом, так и в обратном направлении потока жидкости.

Структура условного обозначения исполнений расходомеров приведена на рисунке 1.

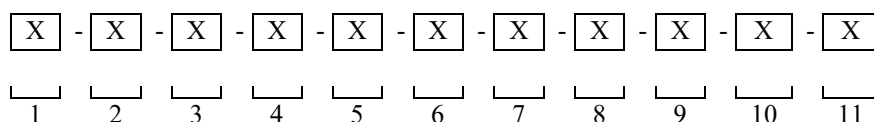


Рисунок 1 – Структура условного обозначения исполнений расходомеров

Таблица 1 – Расшифровка структуры условного обозначения исполнений расходомеров

Позиция	Наименование	Код заказа	Описание
1	Тип	TFM	Общепромышленное исполнение
		TFM Ex	Взрывозащищенное исполнение 1Ex db IIC T6 Gb X
		S	Санитарное исполнение
2	Диаметр	DN__	Возможные варианты на выбор: DN6...DN1200
3	Исполнение	S	Компактный тип с локальным дисплеем
		L	Дистанционный тип; по умолчанию кабель длиной 10 метров
4	Материал электрода	M	SS316L
		T	Титан
		D	Тантал
		H	Сплав Хастеллой С
		P	Платино-иридиевый сплав
		TC	Карбид вольфрама
5	Выходной сигнал	1	4-20 мА, импульсный/частотный
6	Материал футеровки	X	Твердая резина
		P	Полипропилен
		F	ПТФЭ (PTFE)
		PU	Полиуретан (PU)
		A	Перфторированный сополимер (PFA)
7	Источник питания	0	110-240 В переменного тока
		1	24 В постоянного тока (20-36 В постоянного тока)
		2	Источник питания от аккумулятора (только для общепромышленного исполнения)
8	Связь	0	Отсутствует
		1	Modbus RTU RS485
		2	HART
		3	GPRS
		4	Profibus DP
9	Заземление датчика	0	Отсутствует
		1	Заземляющее кольцо
		2	Заземляющий электрод
10	Фланцевое соединение	PN__	Возможные варианты на выбор: PN10, PN16, PN25, PN40
11	Материал корпуса	0	Углеродистая сталь
		1	Нержавеющая сталь 304
		2	Нержавеющая сталь 316

Заводской номер в буквенно-цифровом формате наносится типографским способом на этикетку, закрепляемую на корпусе расходомера.

Общий вид расходомеров представлен на рисунке 2.

Нанесение знака поверки на расходомеры не предусмотрено. Пломбирование расходомеров не предусмотрено.



а) Компактное общепромышленное исполнение



б) Раздельное исполнение



в) Взрывозащищенное исполнение



г) Санитарное исполнение

Рисунок 2 – Общий вид расходомеров электромагнитных MERA TFM



Рисунок 3 – Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Расходомеры имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО), установленное в энергонезависимую память и выполняющее следующие функции:

- обработку измерительной информации;
- индикацию результатов измерений;
- формирование выходного аналогового сигнала силы постоянного тока и выходных цифровых и частотно-импульсных сигналов;
- настройку и диагностику аппаратной части расходомеров.

Нормирование метрологических характеристик расходомеров проведено с учетом того, что ПО является неотъемлемой частью расходомеров.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MAG9 K4CH
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	V8.X
Примечание: X - принимает значения одной цифры и не относится к метрологически значимой части ПО.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	TFM	TFM Ex	TFM S
Диаметр условного прохода (Ду), мм	от 6 до 1200		от 10 до 100
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	В соответствии с таблицей 4		
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода и объема, % при скорости потока v, м/с: 10 ≥ v ≥ 1 0,3 ≤ v < 1	±0,5 ±1,0		

Таблица 4 – Диаметры условного прохода и диапазоны измерений расходомеров

Ду	Минимальный объемный расход жидкости, Q _{min} , м ³ /ч	Максимальный объемный расход жидкости, Q _{max} , м ³ /ч
6	0,03	1,02
10	0,08	2,83
15	0,19	6,36
20	0,34	11,3
25	0,53	17,7
32	0,86	28,9
40	1,35	45,2
50	2,12	70,7
65	3,58	119,5
80	5,43	181,0
100	8,48	282,7

Продолжение таблицы 4

125	13,2	441,8
150	19,1	636,2
200	33,9	1131,0
250	53,0	1767,0
300	76,3	2545,0
350	103,9	3465,0
400	135,7	4524,0
450	171,8	5726,0
500	212,1	7069,0
600	305,4	10179,0
700	415,6	13850,0
800	542,9	18100,0
900	662,8	22900,0
1000	848,2	28270,0
1200	1225,0	41000,0

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	TFM	TFM Ex	TFM S
Условия эксплуатации: - температура измеряемой среды ¹⁾ , °C - температура окружающей среды, °C: - измерительный датчик ¹⁾ - электронный преобразователь - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа	от -5 до +180 от -5 до +180 от -20 до +60 от 10 до 95 от 84 до 106,7		
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - напряжение постоянного тока, В	от 110 до 240 от 18 до 36		
Потребляемая мощность, Вт, не более	20		
Давление измеряемой среды ¹⁾ , МПа, не более	4		
Выходные сигналы: - постоянного тока, мА - частотно-импульсный, Гц	от 4 до 20 от 1 до 5000		
Габаритные размеры, мм, не более - длина - ширина - высота	1200 1485 1640	300 220 335	
Масса, кг, не более: - измерительный датчик - электронный преобразователь	1324 6	23 6	
Степень защиты по ГОСТ 14254-15	IP65		
Маркировка взрывозащищенности по ГОСТ 31610.0-2014	1Ex db IIC T6 Gb X		
Средняя наработка на отказ, ч	100000		
Средний срок службы, лет	12		
¹⁾ – в зависимости от исполнения			

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом и на электронный преобразователь методом наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Расходомер электромагнитный	MERA TFM	1 шт.
Руководство по эксплуатации	MERA TFM.000.000.00 РЭ	1 экз.
Паспорт	MERA TFM.000.000.00 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 11.1 руководства по эксплуатации MERA TFM.000.000.00 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ТУ 26.51.52-002-33863839-2022 «Расходомеры электромагнитные MERA TFM. Технические условия».

Правообладатель

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

ИНН 7801311900

Юридический адрес: 199106, г. Санкт-Петербург, пр-кт Средний в.о., д 86, лит. А, помещ. 18Н

Тел: +7 (812) 320-55-00

E-mail: info@mera-russia.com

Website: <https://www.mera-russia.com>

Изготовитель

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

ИНН 7801311900

Адрес: 199106, г. Санкт-Петербург, пр-кт Средний в.о., д 86, лит. А, помещ. 18Н

Тел: +7 (812) 320-55-00

E-mail: info@mera-russia.com

Website: <https://www.mera-russia.com>

Испытательный центр

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

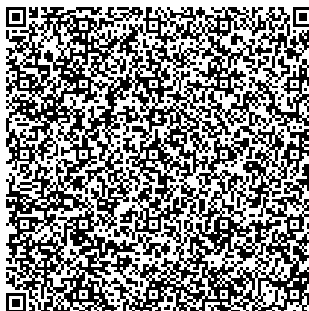
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: (495) 437-55-77, 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» февраля 2024 г. № 309

Регистрационный № 91240-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная АСУТП ГТ ПГУ-410 ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»

Назначение средства измерений

Система измерительная АСУТП ГТ ПГУ-410 ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго» (далее – ИС) предназначена для измерений параметров технологического процесса в реальном масштабе времени (температуры, давления, перепада давления).

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи аналоговых модулей ввода-вывода FXAIM02 (далее – FXAIM02), аналоговых модулей ввода-вывода FXAIM04C-DW (далее – FXAIM04C-DW), аналоговых модулей ввода-вывода FXAIM05A (далее – FXAIM05A) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам (далее – ИК) от первичных и промежуточных измерительных преобразователей (далее – ИП).

ИС осуществляет измерение параметров технологического процесса следующим образом:

- первичные ИП преобразуют текущие значения параметров технологического процесса в аналоговые электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА, сигналы термопреобразователей сопротивления;
- аналоговые электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА от первичных ИП поступают на входы FXAIM02;
- сигналы термопреобразователей сопротивления от первичных ИП поступают на входы FXAIM04C-DW и на входы FXAIM05A.

Цифровые коды, преобразованные посредством модулей ввода аналоговых сигналов в значения физических параметров технологического процесса, отображаются на мнемосхемах мониторов операторских станций управления в виде числовых значений, гистограмм, трендов, текстов, рисунков и цветовой окраски элементов мнемосхем, а также интегрируется в базу данных ИС.

По функциональным признакам ИС делится на две независимые подсистемы: распределенная система управления технологическим процессом и система противоаварийной защиты. ИС включает в себя также резервные ИК.

Состав средств измерений, применяемых в качестве первичных ИП ИК, указан в таблице 1.

Таблица 1 – Средства измерений, применяемые в качестве первичных ИП ИК

Наименование ИК	Наименование первичного ИП ИК	Регистрационный номер
ИК температуры	Преобразователи термоэлектрические серии Т, ЕХ (далее – термопреобразователь)	44782-10
ИК давления	Преобразователи давления измерительные EJX модели EJX430A (далее – EJX430A)	28456-09
	Преобразователи давления измерительные EJX модели EJX310A (далее – EJX310A)	28456-09
ИК давления	Преобразователи давления измерительные 3051 (далее – 3051)	14061-04
ИК перепада давления	Преобразователи давления измерительные EJX модели EJX110A (далее – EJX110A)	28456-09

ИС выполняет:

- автоматизированное измерение, регистрацию, обработку, контроль, хранение и индикацию параметров технологического процесса;
- предупредительную и аварийную сигнализацию при выходе параметров технологического процесса за установленные границы и при обнаружении неисправности в работе оборудования;
- управление технологическим процессом в реальном масштабе времени;
- противоаварийную защиту оборудования установки;
- отображение технологической и системной информации на операторской станции управления;
- накопление, регистрацию и хранение поступающей информации;
- самодиагностику;
- автоматическое составление отчетов и рабочих (режимных) листов;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке ИС. Заводской номер ИС в виде цифро-буквенного обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится типографским способом на маркировочную табличку, расположенную на шкафу вторичной части ИК ИС. Общий вид маркировочной таблички представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид маркировочной таблички

Программное обеспечение

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

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

Идентификационные данные ПО ИС приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	DIASYS Netmation
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Version 2.X.XX
Цифровой идентификатор ПО	—

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий.

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

Метрологические и технические характеристики

Основные технические характеристики ИС представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК (включая резервные), не более	86
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки вторичной части ИК – в местах установки первичных ИП ИК б) относительная влажность, %: в) атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от - 30 до +50 до 90 от 84,0 до 106,7 кПа
Примечание – ИП, эксплуатация которых в указанных диапазонах температуры окружающей среды и относительной влажности не допускается, эксплуатируются при температуре окружающей среды и относительной влажности, указанных в технической документации на данные ИП.	

Метрологические характеристики вторичной части ИК ИС приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Метрологические характеристики вторичной части ИК ИС

Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности
FXAIM02	±0,5 %
FXAIM05A	±0,5 %
FXAIM04C-DW	±0,5 %

Метрологические характеристики ИК ИС приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИК ИС

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК				
			Первичный ИП		Вторичная часть		
Наименование ИК	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности	
1	2	3	4	5	7	8	
ИК температуры	от 0 до +150 °С	Δ: ±1,85 °С	Термопреобразователь (НСХ Pt 100)	от -40 до 375 °С Δ: ±1,5 °С; от 375 до 800 °С Δ: ±0,004·t, °С;	FXAIM04C-DW	γ: ±0,5 %	
	от 0 до +600 °С	Δ: ±3,69 °С (от 0 до 375 °С включительно) Δ: ±4,23 °С (свыше 375 до 600 °С)					
	от 0 до +800 °С	Δ: ±4,7 °С (от 0 до 375 °С включительно) Δ: ±5,63 °С (свыше 375 до 800 °С)					
	от 0 до +150 °С	Δ: ±1,85 °С			FXAIM05A		
ИК давления	от 85 до 110 кПа	γ: ±0,55 %	EJX430A (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,04 %	FXAIM02	γ: ±0,5 %	
	от 0 до 5,5 МПа						
	от 0 до 0,1 МПа	γ: ±0,56 %		γ: ±0,075 %			
	от 0 до 1 МПа						
	от 0 до 4 МПа						
	от 0 до 5,5 МПа						
	от 0 до 10 МПа						
	от 0 до 12 МПа						
от 85 до 110 кПа	γ: ±0,55 %	EJX310A (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,04 %	FXAIM02	γ: ±0,5 %		

1	2	3	4	5	6	7
ИК давления	от 0 до 25 кПа	γ: ±0,55 %	3051 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,065 %	FXAIM02	γ: ±0,5 %
	от 0 до 40 кПа					
	от 0 до 50 кПа					
	от 0 до 70 кПа					
ИК перепада давления	от -3 до 0 кПа	γ: ±0,55 %	EJX110A (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,04 %	FXAIM02	γ: ±0,5 %
	от 0 до 0,5 кПа					
	от 0 до 1,5 кПа					
	от 0 до 4 МПа					
	от 0 до 0,2 кПа	γ: ±0,56 %		γ: ±0,075 %		
	от 0 до 10 кПа					
	от 0 до 40 кПа					
	от 0 до 4 МПа					

Примечания

1 НСХ – номинальная статическая характеристика.

2 Приняты следующие обозначения:

Δ – абсолютная погрешность, в единицах измеряемой величины;

t – измеренная температура, °С;

γ – приведенная погрешность, %. За нормирующее значение принята разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений;

3 Пределы допускаемой основной погрешности ИК температуры приведены для максимального абсолютного значения диапазона (поддиапазона) измерений температуры. Пределы допускаемой основной погрешности ИК при других значениях измеренной температуры рассчитывают согласно примечанию 4 настоящей таблицы.

4 Пределы допускаемой основной погрешности ИК рассчитывают по формулам:

– абсолютная $\Delta_{ИК}$, в единицах измеряемой величины:

$$\Delta_{ИК} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\Delta_{III}^2 + \left(\gamma_{ВИ} \cdot \frac{X_{\max} - X_{\min}}{100} \right)^2},$$

$$\Delta_{ИК} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\Delta_{III}^2 + \Delta_{ВИ}^2},$$

где Δ_{III} — пределы допускаемой основной абсолютной погрешности первичного ИП ИК, в единицах измеряемой величины;
 $\gamma_{\text{ВП}}$ — пределы допускаемой основной приведенной погрешности вторичной части ИК, %;
 X_{max} — значение измеряемого параметра, соответствующее максимальному значению диапазона аналогового сигнала, в единицах измеряемой величины;
 X_{min} — значение измеряемого параметра, соответствующее минимальному значению границы диапазона аналогового сигнала, в единицах измеряемой величины;
 $\Delta_{\text{ВП}}$ — пределы допускаемой основной абсолютной погрешности вторичной части ИК, в единицах измеряемой величины;
— приведенная $\gamma_{\text{ИК}}$, %:

$$\gamma_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\gamma_{\text{III}}^2 + \gamma_{\text{ВП}}^2},$$

где γ_{III} — пределы допускаемой основной приведенной погрешности первичного ИП ИК, %.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность ИС представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная АСУТП ГТ ПГУ-410 ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго», заводской № 6860U01IS	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Описание и работа» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 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 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

ГОСТ Р 8.596–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Правообладатель

Mitsubishi Heavy Industries, завод в Такасаго, Япония

Адрес: 1-1, Shinhama 2-chome, Arai-cho, Takasago City, Hyogo, 676-8686, Japan

Web-сайт: <https://www.mhi.com>

Изготовитель

Mitsubishi Heavy Industries, завод в Такасаго, Япония

Адрес: 1-1, Shinhama 2-chome, Arai-cho, Takasago City, Hyogo, 676-8686, Japan

Web-сайт: <https://www.mhi.com>

Испытательный центр

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

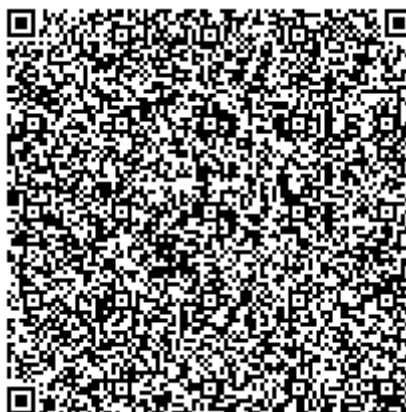
Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1,
помещ. 263

Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский
р-н, г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2

Телефон: +7 (495) 108-69-50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314164.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» февраля 2024 г. № 309

Регистрационный № 91241-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти сырой № 2079 ООО «Русланойл»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти сырой № 2079 ООО «Русланойл» (далее – СИКНС) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества сырой нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти, реализованного с помощью счетчиков-расходомеров массовых.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения с заводским № 6, спроектированной для конкретного объекта.

СИКНС состоит из следующих функциональных частей:

- технологическая часть;
- система сбора, обработки информации и управления (далее – СОИ).

В состав технологической части СИКНС входят:

- измерительная линия;
- дренажные трубопроводы.

На измерительной линии установлены следующие средства измерений (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений):

- расходомер массовый Promass (модификация Promass E300) (№ 68358-17);
- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-2700 (№ 38548-13);

- датчик давления Метран-55 (№ 18375-08);
- влагомер поточный ВСН-АТ (№ 86284-22);
- манометры для местной индикации давления.

Также на измерительной линии установлены:

- фильтр сетчатый;
- запорная арматура с ручным управлением;
- входной и выходной коллекторы;
- пробоотборник автоматический, совмещенный с диспергатором и краном для ручного отбора пробы;
- закрытая дренажная система.

В состав СОИ входят:

- комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК) (№ 52866-13);
- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора.

Заводской номер СИКНС нанесен лазерной гравировкой на фирменную табличку, закрепленную на основании рамы, а также указан в руководстве по эксплуатации СИКНС типографским способом. Формат нанесения заводского номера – цифровой. Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Пломбирование СИКНС не предусмотрено.

Общий вид СИКНС и место нанесения заводского номера показаны на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКНС и место нанесения заводского номера (показано стрелкой)

Программное обеспечение

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

Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ИВК (основной и резервный)	АРМ «Кристалл»	
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex	CalcOil.dll	CalcPov.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	2.0.5.4	2.0.5.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	4069091340	97F3B225	F970D22F

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/ч	от 25 до 100
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %, при измерениях объемной доли воды в лаборатории, в зависимости от содержания воды: - от 0 до 10 % - от 10 до 20 % - от 20 до 40 % - от 40 до 60 % - от 60 до 80 % - от 80 до 95 % - свыше 95 %	±1,0 ±1,5 ±3,5 ±7,5 ±19,5 ±91,0 не нормируется
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %, при измерениях объемной доли воды с помощью поточного влагомера, в зависимости от содержания воды: - от 0 до 10 % - от 10 до 20 % - от 20 до 40 % - от 40 до 60 % - от 60 до 80 % - от 80 до 95 % - свыше 95 %	±1,0 ±1,0 ±1,5 ±3,5 ±7,0 ±28,5 не нормируется

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Давление измеряемой среды, МПа: - минимально допускаемое - максимально допускаемое - рабочее	0,1 0,6 0,3
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +40
Плотность измеряемой среды при 20 °С, кг/м ³	от 860 до 930 (1100)*
Вязкость кинематическая при рабочих условиях, мм ² /с (сСт), не более	40

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, кПа (мм.рт.ст), не более	66,7 (500)
Массовая доля воды, %	от 0 до 20 (100)*
Содержание хлористых солей, мг/дм ³	от 900 до 3500
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,5
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКНС	периодический
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	400±40 (трехфазное), 230±23 (однофазное) 50±0,4
Условия эксплуатации: - температура наружного воздуха, °С - в шкафу системы сбора, обработки информации и управления, °С, не ниже	от -50 до +50 +15
Срок службы, лет, не менее	10
* - возможно кратковременное повышение обводненности нефти до 100 % в начальный период налива в автоцистерну	

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНС приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти сырой № 2079 ООО «Русланойл», заводской № 6		1 шт.
Руководство по эксплуатации	055.02.00.000 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти сырой № 2079 ООО «Русланойл» (свидетельство об аттестации № RA.RU.313391/7509-23).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

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

ИНН 1644070672

Юридический адрес: 423450, Республика Татарстан, р-н Альметьевский, г. Альметьевск, ул. Радищева, д. 55, оф. 208

Телефон/ факс: 8 (8553) 37-37-52

E-mail: konsor-nnk@mail.ru

Изготовитель

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

ИНН 1649036587

Адрес: 423250, Республика Татарстан, г. Лениногорск, ул. Чайковского, д. 31

Телефон/ факс: 8 (85595) 9-78-21

E-mail: p.a.promavtomatika@mail.ru

Испытательный центр

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

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

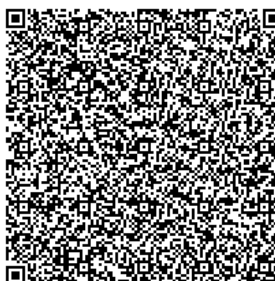
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» февраля 2024 г. № 309

Регистрационный № 91242-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки тахометрические УТ120-МГ4

Назначение средства измерений

Установки тахометрические УТ120-МГ4 (далее установки) предназначены для измерений частоты вращения и для поверки тахометров, фототахометров, тахометрических измерительных каналов, измерителей частоты вращения, измерительных преобразователей частоты вращения. Установки применяются в качестве рабочего эталона 1 разряда в режиме воспроизведения частоты вращения электрическим методом и качестве рабочего эталона 2 разряда в режиме воспроизведения частоты вращения механическим методом в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений угловой скорости и частоты вращения.

Описание средства измерений

Установки состоят из несущего корпуса, в котором размещены два серводвигателя, обеспечивающих воспроизведение заданной частоты вращения; блок управления с сенсорным дисплеем и встроенным генератором импульсов. На передней панели корпуса установлены: тумблер включения питания; кнопка аварийного отключения; излучатель световых импульсов; коаксиальный разъем и устройства для крепления тахометров. На задней панели корпуса размещены: разъем USB; кнопка тактовая «СОН»; разъем для подключения силового кабеля с гнездом предохранителя. Разъем USB, и кнопка тактовая «СОН» используются при наладке установки.

Принцип действия установок заключается в измерении частоты вращения валов серводвигателей встроенными бесконтактными тахометрами, включенными в обратную связь цепей управления. Частота вращения валов серводвигателей и частота импульсов встроенного генератора задаются с помощью блока управления. Валы серводвигателей выведены на переднюю панель установки, и имеют муфты для подключения вала поверяемого тахометра. Валы серводвигателей могут вращаться не независимо друг от друга, как по часовой, так и против часовой стрелки.

Для поверки и калибровки фотоэлектрических бесконтактных тахометров служит излучатель, частота световых импульсов которого, задается с помощью встроенного генератора. Выход встроенного генератора электрических импульсов имеет коаксиальный разъем, к которому подключаются электронные тахометры. На разъем генератора поступают прямоугольные, однополярные импульсы заданной частоты стандартного ТТЛ уровня амплитудой 5 В.

Общий вид установок представлен на рисунке 1.

Пломбирование осуществляется с помощью чаши с пластичным материалом, закрывающей крепежный винт.

Заводской номер наносится методом металлографии на шильдик, расположенный на задней части корпуса, и типографским способом в паспорт. Формат заводского номера цифровой. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

а)



б)



Рисунок 1 – Общий вид установок тахометрических УТ120-МГ4
а) Вид спереди, б) Вид сзади

Программное обеспечение

В установках используется встроенное программное обеспечение (далее – ПО). ПО предназначено для управления процессом измерений, обработки, хранения и отображения полученной информации.

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

Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при нормировании метрологических характеристик. Конструкция средств измерений исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные признаки	Значение
	Встроенное ПО
Идентификационное наименование ПО	ETU120_MG4
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v 1.01
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	0xD4C9
Алгоритм вычисления идентификатора ПО	CRC 16

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики акселерометров приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики:

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений частоты вращения, об/мин (Гц): – при использовании вала первой ступени; – при использовании вала второй ступени; – при использовании встроенного генератора	от 10 (0,2) до 6000 (100) от 6000 (100) до 24000 (400) от 10 (0,2) до 120000 (2000)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений частоты вращения, % – при использовании вала первой ступени; – при использовании вала второй ступени; – при использовании встроенного генератора	$\pm 0,05$ $\pm 0,05$ $\pm 0,005$

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжения переменного тока, В – частота, Гц	230 ± 23 50 ± 1
Габаритные размеры, мм, не более – длина; – высота; – ширина	750 300 650
Масса, кг, не более	60
Потребляемая мощность, В·А, не более	2000

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность воздуха, %, не более – атмосферное давление, кПа	от 15 до 25 80 от 96 до 104
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	5 000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится методом металлографии на шильдик, расположенный на задней части корпуса, (рис. 1) и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка тахометрическая	УТ120-МГ4	1 шт.
Руководство по эксплуатации	Э 26.51.64.150-075-2022	1 экз.
Паспорт	ПС 26.51.64.150-075-2022	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Э 26.51.64.150-075-2022 «Установка тахометрическая УТ120-МГ4. Руководство по эксплуатации», Раздел 2 «Использование по назначению».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 26.51.64.150-075-12585810-2022 «Установка тахометрическая УТ120-МГ4. Технические условия»;

«Государственная поверочная схема для средств измерений угловой скорости и частоты вращения», утверждена приказом Росстандарта от 1 сентября 2022 г. № 2183.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Специальное конструкторское бюро
Стройприбор» (ООО «СКБ Стройприбор»)

ИНН 7447005971

Адрес: 454084, г. Челябинск, ул. Калинина, д. 11-Г

Телефон: +7 (351) 277-85-55

E-mail: info@stroypribor.ru

Web-сайт: www.stroypribor.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Специальное конструкторское бюро
Стройприбор» (ООО «СКБ Стройприбор»)

ИНН 7447005971

Адрес: 454084, г. Челябинск, ул. Калинина, д. 11-Г

Телефон: +7 (351) 277-85-55

E-mail: info@stroypribor.ru

Web-сайт: www.stroypribor.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (812) 251-76-01

Факс: +7 (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» февраля 2024 г. № 309

Регистрационный № 91243-24

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСПК-40000

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСПК-40000 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной вертикальный цилиндрический, номинальной вместимостью 40000 м³.

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтью или нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуар представляет собой наземный вертикально расположенный стальной сосуд, состоящий из цилиндрической стенки, днища и плавающей крыши.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки, расположенные в нижней части резервуара.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящий из арабских цифр, нанесен аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара.

Резервуар РВСПК-40000 с заводским номером 504 расположен на территории АО «Газпромнефть-МНПЗ» по адресу: 109429, г. Москва, квартал Капотня 2-й, д.1, корп.3.

Общий вид резервуара РВСПК-40000 представлен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВСПК-40000 №504

Пломбирование резервуара РВСПК-40000 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	40000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,10

Т а б л и ц а 2 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
Атмосферное давление, кПа	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

Т а б л и ц а 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВСПК-40000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

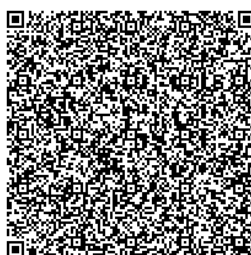
Акционерное общество «Газпромнефть-Московский НПЗ»
(АО «Газпромнефть-МНПЗ»)
ИНН 7723006328
Юридический адрес: 109429, г. Москва, ВН. ТЕР. Г. МУНИЦИПАЛЬНЫЙ ОКРУГ КАПОТНЯ, КВ-Л КАПОТНЯ 2-Й, Д. 1, К. 3
Телефон/ факс: +7 (495) 734-92-00 / (495) 355-62-52

Изготовитель

Акционерное общество «Газпромнефть-Московский НПЗ»
(АО «Газпромнефть-МНПЗ»)
ИНН 7723006328
Адрес: 109429, г. Москва, ВН. ТЕР. Г. МУНИЦИПАЛЬНЫЙ ОКРУГ КАПОТНЯ, КВ-Л КАПОТНЯ 2-Й, Д. 1, К. 3
Телефон/ факс: +7 (495) 734-92-00 / (495) 355-62-52

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ» (ООО «МетроКонТ»)
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, оф. 51
Телефон: +7 9372834420
Факс +7 (843) 515-00-21
E-mail: trifonovua@mail.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312640.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» февраля 2024 г. № 309

Регистрационный № 91244-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар горизонтальный стальной двустенный СРП (35+15)

Назначение средства измерений

Резервуар горизонтальный стальной двустенный СРП (35+15) (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтью или нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуар представляет собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной двустенный сосуд с днищами, состоящий из двух секций. Секции разделены между собой перегородкой.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящий из арабских цифр, нанесен ударным способом на маркировочную табличку резервуара (рисунок 1). Табличка крепится к технологической шахте резервуара.

Резервуар СРП (35+15) с заводским номером 1195 расположен на территории АЗС № 126 Газпромнефть-Центр по адресу: Владимирская область, Муромский район, МО Ковардицкое (сельское поселение), М12, 220 км (право), земельный участок кад. №33:15:001318:1213.

Эскиз общего вида резервуара приведен на рисунке 2. Фотография горловин и измерительных люков приведена на рисунке 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Маркировочная табличка резервуара

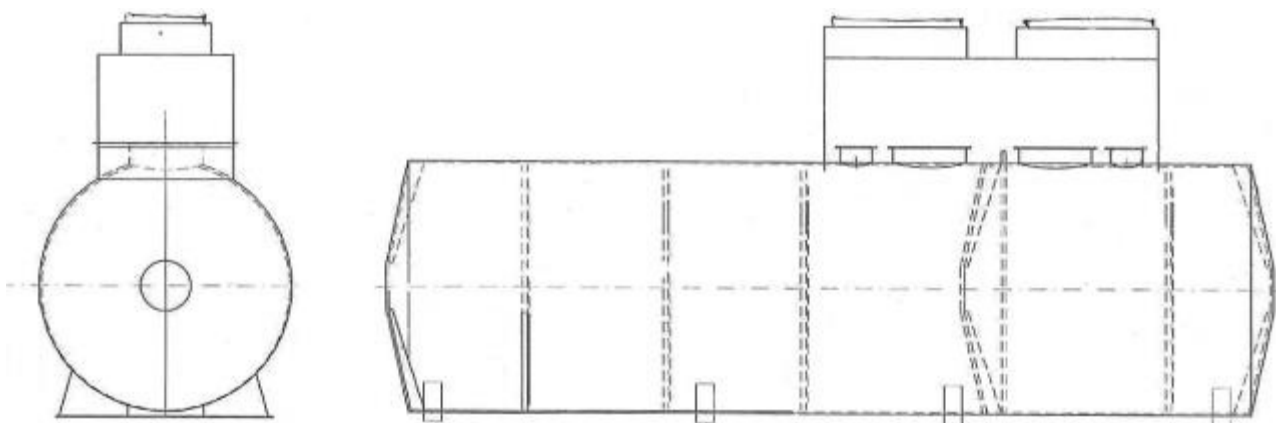


Рисунок 2 – Эскиз общего вида резервуаров



Рисунок 3 – Горловины и измерительные люки резервуара СРП (35+15) зав.№ 1195
Пломбирование резервуара СРП (35+15) не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	50
Номинальная вместимость секции №1, м ³	35
Номинальная вместимость секции №2, м ³	15
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	±0,25

Т а б л и ц а 2 - Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Т а б л и ц а 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной двустенный	СРП (35+15)	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	2 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Кингисеппский завод металлоконструкций ПРОММОНТАЖСТРОЙ» (ООО «КЗМК ПМС»)
ИНН 4707026755
Юридический адрес: 188490, Ленинградская обл., Кингисеппский м.р-н, г.п. Ивангородское, г. Ивангород, ул. Механическая, д. 3

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Кингисеппский завод металлоконструкций ПРОММОНТАЖСТРОЙ» (ООО «КЗМК ПМС»)
ИНН 4707026755
Адрес: 188490, Ленинградская обл., Кингисеппский м.р-н, г.п. Ивангородское, г. Ивангород, ул. Механическая, д. 3

Испытательный центр

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

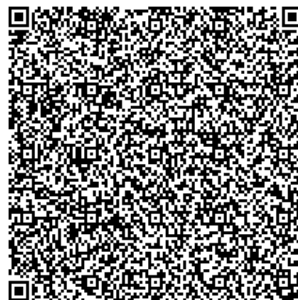
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, оф. 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312640.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» февраля 2024 г. № 309

Регистрационный № 91245-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Пикнометры металлические напорные

Назначение средства измерений

Пикнометры металлические напорные (далее – пикнометры) предназначены для измерений объемов отбираемых проб жидкостей при условиях транспортирования их по технологическим трубопроводам. Применяют в составе установки пикнометрической для прецизионных измерений плотности жидкостей, а также при проведении поверки и калибровки поточных преобразователей плотности на месте эксплуатации.

Описание средства измерений

К пикнометрам данного типа относятся пикнометры металлические напорные с заводскими номерами 342421, 352421, 362421, 372421.

Принцип действия пикнометров основан на отборе пробы исследуемой жидкости, объем которой равен внутреннему объёму пикнометра при давлении и температуре жидкости в технологическом трубопроводе. Действительное значение внутреннего объема пикнометра при условиях отбора пробы является одной из входных величин уравнения измерений пикнометрического метода измерений плотности, реализуемого установками пикнометрическими.

Конструктивно пикнометр выполнен в виде цельнометаллического сосуда с двумя запорными кранами шарового типа и аварийным клапаном сброса давления мембранного типа. Оси кранов пикнометра совпадают с осью корпуса пикнометра. Конструктивной особенностью шаровых кранов пикнометров является отсутствие свободных полостей в уплотнениях, что исключает возможность накопления остатков исследуемых жидкостей внутри корпусов кранов. Головки кранов пикнометров имеют шестигранную форму. Корпусы кранов пикнометров имеют входные патрубки для подключения к быстросъёмным соединениям трубопроводов пикнометрических установок. Материал корпуса пикнометра – нержавеющая сталь. Исследуемая жидкость – жидкость углеводородного состава, не агрессивная к материалу пикнометра и уплотнений запорных кранов.

Краны пикнометров имеют патрубки для подключения к быстросъёмным соединениям трубопроводов пикнометрических установок, а также для соединения двух пикнометров между собой.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер в цифровом формате наносится на тело пикнометра (рисунок 1) методом лазерной гравировки.

Общий вид пикнометров показан на рисунке 1.

Пломбирование пикнометров не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид пикнометра

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики пикнометров

Наименование характеристики	Значение
Номинальный внутренний объем пикнометра, см ³ *	500±50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности действительного значения внутреннего объема пикнометра при атмосферном давлении и температуре 25 °С, см ³	±0,025
Коэффициент изменения внутреннего объема пикнометра при отличии температуры жидкости от 25 °С, см ³ ·°С ⁻¹ , не более	0,025
Коэффициент изменения внутреннего объема пикнометра под воздействием избыточного давления жидкости, см ³ ·МПа ⁻¹ , не более	0,05
* действительные значения объема для каждого экземпляра приведены в паспортах на пикнометры и протоколах поверки.	

Таблица 2 – Основные технические характеристики пикнометров

Наименование характеристики	Значение
1	2
Габаритные размеры пикнометра, мм, не более:	
- диаметр	72
- длина	383
Масса пустого пикнометра, г, не более *	3500
Условия эксплуатации:	
- рабочее давление исследуемой жидкости, МПа, не более	6,3
- температура жидкости, °С	от 0 до +70
- температура окружающей среды при отборе пробы жидкости в пикнометры, °С	от -25 до +50
- относительная влажность окружающей среды при отборе пробы жидкости в пикнометры, %, не более	99
Срок службы пикнометра, лет, не менее	10
Наработка до отказа, ч	30000
* действительные значения массы для каждого экземпляра приведены в паспортах на пикнометры и протоколах поверки.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и техническому обслуживанию типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность пикнометров

Наименование	Обозначение	Количество
Пикнометр металлический напорный	-	4 шт. (заводские номера 342421, 352421, 362421, 372421)
Комплект запасных частей	-	4 шт.
Руководство по эксплуатации и техническому обслуживанию	-	1 экз.
Паспорт	-	4 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 «Проведение измерений» руководства по эксплуатации и техническому обслуживанию «Пикнометры металлические напорные»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений плотности, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 ноября 2019 г. № 2603.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Инвестстрой» (ООО «Инвестстрой»)
ИНН 7701704135
Юридический адрес: 129110, г. Москва, ул. Щепкина, д. 49, каб. 7, помещ. II, эт. 4
Телефон / Факс: +7 (496) 6818030
Web-сайт: www.invest-eng.ru
E-mail: infoinvest@aoks-m.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инвестстрой» (ООО «Инвестстрой»)
ИНН 7701704135
Адрес: 129110, г. Москва, ул. Щепкина, д. 49, каб. 7, помещ. II, эт. 4
Телефон / Факс: +7 (496) 6818030
Web-сайт: www.invest-eng.ru
E-mail: infoinvest@aoks-m.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314555.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» февраля 2024 г. № 309

Регистрационный № 91247-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система верхнего налива автоматизированная на пункте отпуска нефти приемо-сдаточного пункта Муханово АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система верхнего налива автоматизированная на пункте отпуска нефти приемо-сдаточного пункта Муханово АО «Самаранефтегаз» (далее – АСН) предназначена для учета количества нефти при выполнении учетных операций при отпуске и приеме нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия АСН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых МИР (далее – СРМ). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей СРМ поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-L») (далее – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

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

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

Конструктивно АСН состоит из входного коллектора, блока измерений параметров нефти (далее – БИК), двух постов налива и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура АСН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИК выполняет функции определения текущих параметров нефти. Отбор представительной пробы для лабораторного контроля параметров нефти осуществляется по ГОСТ 2517-2012.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-L») (далее по тексту – ИВК), осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных; автоматизированное рабочее место оператора на базе ПО «ПЕТРОЛСОФТ(С)» (далее – АРМ оператора), оснащенные средствами отображения, управления и печати.

В состав АСН входят следующие средства измерений (СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав АСН

Наименование СИ	Регистрационный №
Счетчики-расходомеры массовые МИР (далее – СРМ)	68584-17
Преобразователи давления измерительные АИР-10	31654-19
Термопреобразователи сопротивления ТПС	71718-18
Влагомеры нефти поточные УДВН-2п	77816-20
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-Л»)	76279-19

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

АСН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерений массы нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа) и объемной доли воды (%) в нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- автоматический и ручной отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защиту информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящие в состав АСН, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа или МИ 3002-2006.

Нанесение знака поверки на АСН не предусмотрено.

Заводской № 180939 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на шильд-табличку рамы АСН.

Программное обеспечение

АСН реализовано в ИВК и в АРМ оператора, оснащенные средствами отображения, управления и печати. Идентификационные данные (ПО) АСН приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО АСН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	SIKNS.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v.6.05	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	E4430874	972A2FD277E88BB374 91FF6AB7DFB822
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Максимальное значение расхода по каждому посту налива, т/ч, не более	34

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Т а б л и ц а 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть
Характеристики измеряемой среды:	
- давление избыточное измеряемой среды, МПа, не более	0,25
- температура измеряемой среды, °С	от +5 до +45
- вязкость кинематическая измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с	от 5 до 35
- плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³	от 830 до 890
- объемная доля воды, %, не более	1
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
- массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +40
- атмосферное давление, кПа	от 99,1 до 101,325
Режим работы СИ	периодический

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист технологической инструкции АСН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система верхнего налива автоматизированная на пункте отпуска нефти приемо-сдаточного пункта Муханово АО «Самаранефтегаз»	—	1
Технологическая инструкция	—	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений автоматизированной системой верхнего налива на пункте отпуска нефти приемо-сдаточного пункта Муханово АО «Самаранефтегаз», ФР.1.29.2023.45714.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

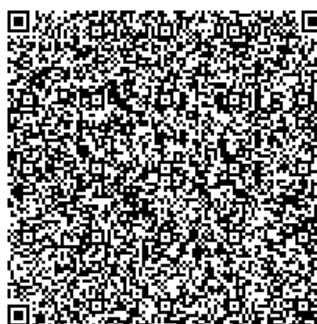
Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)
ИНН 6315229162
Юридический адрес: 443071, г. Самара, Волжский пр-кт, д. 50
Телефон: +7 (846) 333-02-32

Изготовитель

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

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-68-78
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» февраля 2024 г. № 309

Регистрационный № 91246-24

Лист № 1
Всего листов 28

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК «Башнефть» (БНД Приютровский ЦЭЭ)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК «Башнефть» (БНД Приютровский ЦЭЭ) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сетевые промышленные контроллеры СИКОН С70 (далее-УСПД), каналообразующую аппаратуру, технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных, расположенный в Центре обработки данных филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Уфанефтехим» (сервер ИВК), сервера баз данных, расположенные в Приютовском (СБД), Уфимском (СБДУ) цехах по эксплуатации электрооборудования, устройства синхронизации времени типа УСВ-2 (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе со счетчиков:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.;

- средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность;

Для ИК, в состав которых входит УСПД, цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача накопленных данных на верхний уровень АИИС КУЭ, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Для ИК, в состав которых не входит УСПД, цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень АИИС КУЭ.

На верхнем – третьем уровне АИИС КУЭ СБД производит сбор результатов измерений, состояния средств и объектов измерений, и передачу полученной информации на сервер ИВК, где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, хранение измерительной информации, ее накопление, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

Сервер ИВК обеспечивает прием измерительной информации в виде XML-файлов установленных форматов от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц посредством электронной почты сети Internet 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.

Передача информации из сервера ИВК в ПАК АО «АТС», в филиал АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСП/IP сети Internet в виде XML-файлов установленных форматов, подписанных при необходимости электронно-цифровой подписью, 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.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ, ИВК). В состав СОЕВ входят устройства синхронизации времени УСВ-2, синхронизирующие собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Периодичность сравнения шкалы времени СБД, СБДу со шкалой времени соответствующего УСВ, осуществляется не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени СБД или СБДу от шкалы времени УСВ более ± 1 с, выполняется синхронизация шкалы времени СБД или СБДу.

Сравнение шкалы времени сервера ИВК и СБДу осуществляется каждый сеанс связи, но не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени сервера ИВК от шкалы времени СБДу более ± 1 с, выполняется синхронизация шкалы времени сервера ИВК.

Сравнение шкалы времени УСПД и СБД осуществляется не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени УСПД от шкалы времени СБД на величину, превышающую ± 2 с выполняется синхронизация шкалы времени УСПД.

Для ИК, в состав которых входит УСПД, сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы счетчика от шкалы времени УСПД на величину, превышающую ± 2 с выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Для ИК, в состав которых не входит УСПД, сравнение шкалы времени счетчиков и шкалы времени соответствующего сервера баз данных осуществляется не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы счетчика от шкалы времени СБД на величину, превышающую ± 2 с выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер 02/23 АИИС КУЭ нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода, которая крепится на корпус сервера ИВК.

Общий вид сервера ИВК АИИС КУЭ с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид сервера ИВК с указанием места нанесения заводского номера.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО соответствует уровню - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значения
1.Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
2.Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
3.Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
4.Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
5.Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
6.Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
7.Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
8.Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
9.Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
10.Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 35 кВ Малиновка, ОРУ-35 кВ, отпайка ВЛ 35 кВ Аксаково – Ермолкино	ТФН-35М КТ 0,5 150/5 Рег.№ 3690-73	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 35 000/√3 / 100/√3 Рег.№ 912-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	-	СИКОН С70, рег.№28822-05 УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, СБДу, сервер ИВК
2	ВЛБ-10 кВ, отпайка от оп.109 ВЛ-10 кВ ф. 3 от ПС 110 кВ Машзавод	ТПОЛ-10 КТ 0,5 75/5 Рег.№ 1261-59	НАМИТ-10 КТ 0,5 10000/100 Рег.№ 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
3	ПС 110 кВ Аскарово, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТФЗМ 110Б-УХЛ1 КТ 0,5 150/5 Рег.№ 32825-06	НКФ-110 КТ 0,5 110000√3 / 100√3 Рег.№ 26452-06	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	СИКОН С70, рег.№28822-05	
4	ВЛ 35 кВ Аскарово - Раевка 1ц	ТВЭ-35УХЛ2 КТ 0,5 150/5 Рег.№ 13158-04	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 35 000/√3 / 100/√3 Рег.№ 912-70 ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 35 000/√3 / 100/√3 Рег.№ 912-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17		
5	ПС 110 кВ Аскарово, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТФЗМ 110Б-УХЛ1 КТ 0,5 150/5 Рег.№ 32825-06	НКФ-110 КТ 0,5 110000√3/100√3 Рег.№ 87604-22	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ПС 110 кВ Аскарово, ОРУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Аскарово - Ильчигулово	ТВЭ-35УХЛ2 КТ 0,5 150/5 Рег.№ 13158-04	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 35 000/√3 / 100/√3 Рег.№ 912-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	СИКОН С70, рег.№28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, СБДу, сервер ИВК
7	ВЛ 35 кВ Аскарово - Раевка 2ц	ТВЭ-35УХЛ2 КТ 0,5 150/5 Рег.№ 13158-04		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17		
8	ПС 110 кВ Аскарово, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 9, ВЛ-6 кВ ф. 9	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5 50/5 Рег.№ 32139-06	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
9	ПС 110 кВ Аскарово, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 19, ВЛ-6 кВ ф. 19	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5 100/5 Рег.№ 32139-06	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
10	ПС 110 кВ Аскарово, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 20, ВЛ-6 кВ ф. 20	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5 150/5 Рег.№ 32139-06		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
11	ПС Мендяново ввод-1	ТПЛ-10 КТ 0,5 100/5 Рег.№ 1276-59	VSK КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47172-11	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	ПС Мендяново ТСН-1	Т-0,66 КТ 0,5 100/5 Рег.№ 36382-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 46634-11	-	УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, сервер ИВК
13	ПС Мендяново ввод-2	ТПЛ-10 КТ 0,5 50/5 Рег.№ 1276-59	VSK КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47172-11	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
14	ПС Мендяново ТСН-2	Т-0,66 У3 КТ 0,5 200/5 Рег.№ 9504-84	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 46634-11	-	
15	ПС Раевка ввод-1 35 кВ	ТФЗМ 35А-У1 КТ 0,5 100/5 Рег.№ 26417-04	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 35000/√3 / 100/√3 Рег.№ 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17	-	
16	ПС Раевка ввод-2 35 кВ	ТФЗМ 35А-У1 КТ 0,5 100/5 Рег.№ 26417-04	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 35000/√3 / 100/√3 Рег.№ 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17	-	
17	ПС 35 кВ Николаевка, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 18, ВЛ-6 кВ ф. 18	ТОЛ-СВЭЛ КТ 0,5S 200/5 Рег.№ 70106-17	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	-	
18	ПС 35 кВ ГПЗ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТПОФ КТ 0,5 600/5 Рег.№ 518-50	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-07	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	
19	ПС 35 кВ ГПЗ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТПОФ КТ 0,5 600/5 Рег.№ 518-50	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-07	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
20	ПС 35 кВ Хомутовка, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №6, ВЛ-6 кВ ф.6	ТОЛ-СВЭЛ КТ 0,5S 200/5 Рег.№ 70106-17	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	-	СИКОН С70, рег.№28822-05 УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, сервер ИВК
21	ПС 110 кВ Чегодаево, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 1, КЛ-6 кВ ф. 1	ТПФМ-10 КТ 0,5 300/5 Рег.№ 814-53	НАМИ-10 КТ 0,2 6000/100 Рег.№ 11094-87	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
22	ПС 110 кВ Чегодаево, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 3, КЛ-6 кВ ф. 3	ТПФМ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 814-53		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
23	ПС 110 кВ Чегодаево, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 5, КЛ-6 кВ ф. 5	ТПФМ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 814-53		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
24	ПС 110 кВ Чегодаево, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 7, КЛ-6 кВ ф. 7	ТПОЛ-10 КТ 0,5 600/5 Рег.№ 1261-59		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
25	ПС 110 кВ Чегодаево, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 9, КЛ-6 кВ ф. 9	ТПФМ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 814-53		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
26	ПС 110 кВ Чегодаево, ЗРУ- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 11, КЛ-6 кВ ф. 11	ТПФМ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 814-53		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
27	ПС 110 кВ Чегодаево, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 13, КЛ-6 кВ ф. 13	ТПОЛ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 1261-59 ТПФМ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 814-53	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-07	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
28	ПС 110 кВ Чегодаево, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 17, КЛ-6 кВ ф. 17	ТПОФ КТ 0,5 600/5 Рег.№ 518-50	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-07	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег..№28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, сервер ИВК
29	ПС 110 кВ Чегодаево, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 19, КЛ-6 кВ ф. 19	ТПФМ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 814-53		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
30	ПС 110 кВ Чегодаево, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 25, КЛ-6 кВ ф. 25	ТПФМ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 814-53		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
31	ПС 110 кВ Элоу, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 1, КЛ-6 кВ ф. 1	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 1276-59	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-13	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег..№28822-05	
32	ПС 110 кВ Элоу, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 3, КЛ-6 кВ ф.3	ТПЛ-10с КТ 0,5 300/5 Рег.№ 29390-10		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
33	ПС 110 кВ Элоу, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 5, КЛ-6 кВ ф. 5	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 1276-59		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
34	ПС 110 кВ Элоу, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 7, КЛ-6 кВ ф. 7	ТПЛ-10с КТ 0,5 100/5 Рег.№ 29390-10 ТПЛ-10 КТ 0,5 100/5 Рег.№ 1276-59		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
35	ПС 110 кВ Элоу, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 11, КЛ-6 кВ ф. 11	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 1276-59 ТПЛ-10с КТ 0,5 400/5 Рег.№ 29390-10	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-13	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег.№28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, сервер ИВК
36	ПС 110 кВ Элоу, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 13, КЛ-6 кВ ф. 13	ТПЛ-10с КТ 0,5 300/5 Рег.№ 29390-10 ТПЛ-10 КТ 0,5 300/5 Рег.№ 1276-59		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
37	ПС 110 кВ Элоу, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 15, КЛ-6 кВ ф. 15	ТПЛМ-10 КТ 0,5 300/5 Рег.№ 2363-68	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-02	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
38	ПС 110 кВ Элоу, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 17, КЛ-6 кВ ф. 17	ТПЛ-10с КТ 0,5 200/5 Рег.№ 29390-10		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
39	ПС 110 кВ Элоу, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 19, КЛ-6 кВ ф. 19	ТПЛМ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 2363-68 ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 1276-59		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
40	ПС 110 кВ Элоу, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 21, КЛ-6 кВ ф. 21	ТПЛ-10 КТ 0,5 100/5 Рег.№ 1276-59		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
41	ПС 110 кВ Элоу, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 23, КЛ-6 кВ ф. 23	ТЛК10 КТ 0,5 300/5 Рег.№ 9143-83		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
42	ПС 110 кВ Элоу, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 25, КЛ-6 кВ ф. 25	ТПЛ-10 КТ 0,5 300/5 Рег.№ 1276-59	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-02	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег...№28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, сервер ИВК
43	ПС 110 кВ Элоу, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 27, КЛ-6 кВ ф. 27	ТПОЛ-10 КТ 0,5 600/5 Рег.№ 1261-59		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
44	ПС 110 кВ Шкапово, ЗРУ- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 1, КЛ-6 кВ ф. 1	ТОЛ-НТЗ-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№ 69606-17	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	СИКОН С70, рег...№28822-05	
45	ПС 110 кВ Шкапово, ЗРУ- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 3, КЛ-6 кВ ф. 3	ТПФМ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 814-53		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
46	ПС 110 кВ Шкапово, ЗРУ- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 5, КЛ-6 кВ ф. 5	ТПФМ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 814-53		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
47	ПС 110 кВ Шкапово, ЗРУ- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 6, КЛ-6 кВ ф. 6	ТПФМ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 814-53		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
48	ПС 110 кВ Шкапово, ЗРУ- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 11, КЛ- 6 кВ ф. 11	ТПФМ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 814-53		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
49	ПС 110 кВ Шкапово, ЗРУ- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 13, КЛ- 6 кВ ф. 13	ТПФМ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 814-53		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
50	ПС 110 кВ Шкапово, ЗРУ- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 15, КЛ- 6 кВ ф. 15	ТПФМ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 814-53		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
51	ПС 110 кВ Шкапово, ЗРУ- 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 21, КЛ- 6 кВ ф. 21	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 1276-59	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	СИКОН С70, рег.№28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, СБДу, сервер ИВК
52	ПС 110 кВ Шкапово, ЗРУ- 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 25, КЛ- 6 кВ ф. 25	ТПФМ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 814-53		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
53	ПС 110 кВ Шкапово, ЗРУ- 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 29, КЛ- 6 кВ ф. 29	ТПК-10 КТ 0,5 600/5 Зав. № 1118120000040 Рег.№ 22944-07 ТПОФ КТ 0,5 600/5 Зав. № 152365 Рег.№ 518-50		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
54	ПС 110 кВ Шкапово, ЗРУ- 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 31, КЛ- 6 кВ ф. 31	ТПЛ-НТЗ КТ 0,5S 400/5 Рег.№ 69608-17		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
55	ПС 110 кВ Развилка, ЗРУ- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 4, КЛ-6 кВ ф. 4	ТЛМ-10 КТ 0,5 200/5 Рег.№ 2473-69	НАМИТ КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 70324-18	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег.№28822-05	
56	ПС 110 кВ Развилка, ЗРУ- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 5, КЛ-6 кВ ф. 5	ТЛМ-10 КТ 0,5 300/5 Рег.№ 2473-69		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
57	ПС 110 кВ Развилка, ЗРУ- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 6, КЛ-6 кВ ф. 6	ТЛМ-10 КТ 0,5 200/5 Рег.№ 2473-69		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
58	ПС 110 кВ Развилка, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 10, КЛ-6 кВ ф. 10	ТЛМ-10 КТ 0,5 300/5 Рег.№ 2473-69	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-13	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег.№28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, сервер ИВК
59	ПС 110 кВ Развилка, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 17, КЛ-6 кВ ф. 17	ТЛМ-10 КТ 0,5 300/5 Рег.№ 2473-69		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
60	ПС 110 кВ Кожай- Максимово, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 1, КЛ-6 кВ ф. 1	ТПФМ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 814-53	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-07	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег.№28822-05	
61	ПС 110 кВ Кожай- Максимово, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 5, КЛ-6 кВ ф. 5	ТПФМ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 814-53		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
62	ПС 110 кВ Кожай-Макси- мово, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 9, КЛ-6 кВ ф. 9	ТПОЛ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 1261-59		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
63	ПС 110 кВ Кожай-Макси- мово, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 11, КЛ-6 кВ ф. 11	ТПФМ-10 КТ 0,5 300/5 Рег.№ 814-53		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
64	ПС 110 кВ Кожай- Максимово, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 13, КЛ- 6 кВ ф. 13	ТПФМ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 814-53		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
65	ПС 110 кВ Кожай- Максимово, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 17, КЛ- 6 кВ ф. 17	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 1276-59	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-07	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
66	ПС 110 кВ Кожай-Максимово, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 21, КЛ-6 кВ ф. 21	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 1276-59	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-07	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег..№28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, сервер ИВК
67	ПС 110 кВ Кожай-Максимово, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 23, КЛ-6 кВ ф. 23	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 1276-59		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
68	ПС 110 кВ Кожай-Максимово, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 25, КЛ-6 кВ ф. 25	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 1276-59		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
69	ПС 110 кВ Кожай-Максимово, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 27, КЛ-6 кВ ф. 27	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 1276-59		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
70	ПС 110 кВ Кожай-Максимово, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 31, КЛ-6 кВ ф. 31	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 1276-59		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
71	ПС 110 кВ Мартыново, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 1, ВЛ-6 кВ ф. 1	ТВЛМ-10 КТ 0,5 200/5 Рег.№ 1856-63	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-13	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег..№28822-05	
72	ПС 110 кВ Мартыново, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 2, ВЛ-6 кВ ф. 2	ТЛМ-10 КТ 0,5 150/5 Рег.№ 2473-69		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
73	ПС 110 кВ Мартыново, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 3, ВЛ-6 кВ ф. 3	ТВЛМ-10 КТ 0,5 300/5 Рег.№ 1856-63		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
74	ПС 110 кВ Мартыново, ЗРУ- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 8, ВЛ-6 кВ ф. 8	ТОЛ-НТЗ КТ 0,5S 300/5 Рег.№ 69606-17	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-13	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег.№28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, СБДу, сервер ИВК
75	ПС 110 кВ Мартыново, ЗРУ- 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 13, ВЛ-6 кВ ф. 13	ТВЛМ-10 КТ 0,5 150/5 Рег.№ 1856-63	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-13	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
76	ПС 110 кВ Мартыново, ЗРУ- 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 16, ВЛ-6 кВ ф. 16	ТЛМ-10 КТ 0,5 200/5 Рег.№ 2473-69		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
77	ПС 110 кВ Мартыново, ЗРУ- 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 17, ВЛ-6 кВ ф. 17	ТЛМ-10 КТ 0,5 300/5 Рег.№ 2473-69		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
78	ПС 110 кВ Мартыново, ЗРУ- 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 11, ВЛ-6 кВ ф. 11	ТВЛМ-10 КТ 0,5 50/5 Рег.№ 1856-63		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
79	ПС 35 кВ Аврюзово, 1 с.ш. 10 кВ, ввод 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 КТ 0,2S 300/5 Рег.№ 51679-12	НАМИ-10 КТ 0,2 10000/100 Рег.№ 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	СИКОН С70, рег.№28822-05	
80	ПС 35 кВ Аврюзово, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-М-0,66 КТ 0,5 100/5 Рег.№ 71205-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
81	ПС 35 кВ Аврюзово, 2 с.ш. 10 кВ, ввод 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 КТ 0,5S 300/5 Рег.№ 51679-12	НАМИ-10 КТ 0,2 10000/100 Рег.№ 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
82	ПС 35 кВ Аврюзово, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-М-0,66 КТ 0,5 100/5 Рег.№ 71205-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
83	ПС 35 кВ Абдрашитово, 1 с.ш. 10 кВ, ввод 10 кВ	ТВЛМ КТ 0,5 600/5 Рег.№ 45040-10	НАМИТ КТ 0,5 10000/100 Рег.№ 70324-18	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег...№28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, сервер ИВК
84	ПС 35 кВ Абдрашитово, ввод 0,4 кВ ТСН- 1	ТОП-0,66 КТ 0,5 100/5 Рег.№ 57218-14	-	ТЕ2000.05.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
85	ПС 110 кВ Урсаево, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 12, КЛ-6 кВ ф. 12	ТПЛ-10 КТ 0,5 300/5 Рег.№ 1276-59	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-07	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег...№28822-05	
86	ПС 110 кВ Урсаево, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 13, КЛ-6 кВ ф. 13	ТПЛ-10-М КТ 0,5 300/5 Рег.№ 22192-07		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
87	ПС 110 кВ Урсаево, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 15, КЛ-6 кВ ф. 15	ТПЛ-10 КТ 0,5 300/5 Рег.№ 1276-59		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
88	ПС 110 кВ Урсаево, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 18, КЛ-6 кВ ф. 18	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 1276-59	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-07	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
89	ПС 110 кВ Урсаево, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 22, КЛ-6 кВ ф. 22	ТПЛ-10-М КТ 0,5 300/5 Рег.№ 22192-07		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
90	ПС 110 кВ Урсаево, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 25, КЛ-6 кВ ф. 25	ТПЛ-10-М КТ 0,5 300/5 Рег.№ 22192-07		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
91	ПС 110 кВ Урсаево, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 29, КЛ-6 кВ ф. 29	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 Рег.№ 1276-59		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
92	ПС 110 кВ Урсаево, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 27, КЛ-6 кВ ф. 27	ТПЛ-10 КТ 0,5 300/5 Рег.№ 1276-59		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
93	ПС 110 кВ Урсаево, ОРУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Урсаево - Хомутовка 1ц.	ТВГ УЭТМ® КТ 0,5 300/5 Рег.№ 52619-13	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 35000/100 Рег.№ 19813-09	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег.№28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, сервер ИВК
94	ПС 110 кВ Урсаево, ОРУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Урсаево - Мияки-Тамак	ТВГ УЭТМ® КТ 0,5S 300/5 Рег.№ 52619-13		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
95	ПС 110 кВ Урсаево, ОРУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Урсаево - Хомутовка 2ц.	ТВГ УЭТМ® КТ 0,5 300/5 Рег.№ 52619-13	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 35000/100 Рег.№ 19813-09	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
96	ПС 110 кВ Урсаево, ОРУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Урсаево - Кожай- Семеновка	ТВГ УЭТМ® КТ 0,5S 300/5 Рег.№ 52619-13		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 8-3048-21		
97	ПС 35 кВ Урсаево, 2 с.ш., ВЛ-6 кВ ф.20, КТП-3740 ввод 0,4 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 КТ 1 Рег.№ 39617-09	-	
98	ПС 35 кВ Урсаево, 2 с.ш., ВЛ-6 кВ ф.20, КТП-3685 ввод 0,4 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 КТ 1 Рег.№ 39617-09	-	
99	ПС 35 кВ Урсаево, 2 с.ш., ВЛ-6 кВ ф.24, КТП-6049 ввод 0,4 кВ	ТОП КТ 0,5 100/5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
100	ПС 35 кВ Урсаево, 2 с.ш., ВЛ-6 кВ ф.24, КТП-6001 ввод 0,4 кВ	ТОП КТ 0,5 100/5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
101	ПС 35 кВ Кожай-Семеновка, ввод-2 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 КТ 0,5S 300/5 Пер.№ 51679-12	НАМИТ-10 КТ 0,5 10000/100 Пер.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер.№ 36697-08	СИКОН С70, рег..№28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, СБДy, сервер ИВК
102	ПС 35 кВ Кожай-Семе-новка, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-М-0,66 КТ 0,5 100/5 Пер.№ 71205-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Пер.№ 36697-08		
103	ПС 35 кВ Кожай-Семеновка ,ввод-1 10 кВ	ТОЛ-НТЗ КТ 0,2S 300/5 Пер.№ 51679-12	НАМИТ-10 КТ 0,5 10000/100 Пер.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер.№ 36697-08		
104	ПС 35 кВ Кожай-Семеновка, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-М-0,66 КТ 0,5 100/5 Пер.№ 71205-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Пер.№ 36697-08		
105	ПС 35 кВ Ибраево, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 16, КЛ-6 кВ ф. 16	ТПЛ-10 КТ 0,5 200/5 Пер.№ 1276-59	НАМИ-10 КТ 0,2 6000/100 Пер.№ 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер.№ 36697-08	-	
106	ПС 35 кВ Мияки-Тамак, 1 с.ш. 6 кВ, ввод 6кВ	ТПЛ-10 КТ 0,5 150/5 Пер.№ 1276-59	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 Пер.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер.№ 36697-17	-	
107	ПС 35 кВ Мияки-Тамак, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 КТ 0,5 200/5 Пер.№ 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Пер.№ 46634-11	-	
108	ПС 35 кВ Мияки-Тамак, 2 с.ш. 6 кВ, ввод 6кВ	ТПЛ-10 КТ 0,5 100/5 Пер.№ 1276-59	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 Пер.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер.№ 36697-17	-	
109	ПС 35 кВ Мияки-Тамак, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТЭ КТ 0,5S 150/5 Пер.№ 32501-08	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Пер.№ 46634-11	-	
110	ПС 35 к В Чураево, 1 с.ш. 6 кВ, ввод 6кВ	ТОЛ-СВЭЛ КТ 0,5S 600/5 Пер.№ 70106-17	VSK I 10b КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Пер.№ 47172-11	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Пер.№ 36355-07	-	
111	ПС 35 к В Чураево, 2 с.ш. 6 кВ, ввод 6кВ	ТОЛ-СВЭЛ КТ 0,5S 600/5 Пер.№ 70106-17	VSK I 10b КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Пер.№ 47172-11	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Пер.№ 36355-07	-	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
112	ПС 35 кВ Чураево, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 КТ 0,5 200/5 Рег.№ 36382-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 46634-11	-	УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, СБДy, сервер ИВК
113	ПС 35 кВ Чураево, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 КТ 0,5 200/5 Рег.№ 36382-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 46634-11	-	
114	ПС 110 кВ Мартыново, 1 с.ш. 6 кВ яч.8, ВЛ-6 кВ ф.8, КТП 2045 ввод 0,4 кВ	ТШП КТ 0,5 200/5 Рег.№ 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
115	ПС 110 кВ Мартыново, 1 с.ш. 6 кВ яч.8, ВЛ-6 кВ ф.8, КТП 2306 ввод 0,4 кВ	ТОП КТ 0,5 75/5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
116	ПС 110 кВ Развилка, 1 с.ш. 6 кВ яч.6, ВЛ-6 кВ, КТП 3752 ввод 0,4 кВ	ТОП КТ 0,5 75/5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
117	ПС 110 кВ Чегодаево, 1 с.ш. 6 кВ яч.3, ВЛ-6 кВ ф.3, КТП 3360 ввод 0,4 кВ	ТОП КТ 0,5 75/5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
118	ПС 110 кВ Чегодаево, 1 с.ш. 6 кВ яч.3, ВЛ-6 кВ ф.3, КТП 3361 ввод 0,4 кВ	ТОП КТ 0,5 75/5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
119	ПС 110 кВ Чегодаево, 1 с.ш. 6 кВ яч.3, ВЛ-6 кВ ф.3, КТП 3362 ввод 0,4 кВ	ТОП КТ 0,5 75/5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
120	ПС 110 кВ Шкапово, 1 с.ш. яч.3, ВЛ-6 кВ ф.3, КТП 3380 ввод 0,4 кВ	ТОП КТ 0,5 75/5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
121	ПС 110 кВ Шкапово, 1 с.ш. яч.3, ВЛ-6 кВ ф.3, КТП 3379 ввод 0,4 кВ	ТОП КТ 0,5 75/5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, сервер ИВК
122	ПС 110 кВ Шкапово, 1 с.ш. яч.3, ВЛ-6 кВ ф.3, КТП 3378 ввод 0,4 кВ	ТОП КТ 0,5 75/5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 46634-11	-	
123	ПС 110 кВ Элоу, 2 с.ш. яч.25, ВЛ-6 кВ ф. 25, КТП 3359 ввод 0,4 кВ	ТОП КТ 0,5 75/5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
124	ПС 110 кВ Элоу, 2 с.ш. яч.27, ВЛ-6 кВ ф. 27, КТП 3358 ввод 0,4 кВ	ТОП КТ 0,5 75/5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
125	КТП 37-24 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС 110 кВ Шкапово, ф.5)	ТОП КТ 0,5 100/5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
126	КТП 15-16 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС 110 кВ Шкапово, ф.15)	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 КТ 1 Рег.№ 39617-09	-	
127	КТП 13-15 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС 110 кВ Кожай-Макси- мово,ф.13)	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 КТ 1 Рег.№ 39617-09	-	
128	КТП 1-1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС Мартыново ф.1)	ТШП КТ 0,5 600/5 Рег.№ 47957-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 46634-11	-	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
129	КТП 13-1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод-1 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ООО Белебеевский водоканал; (ПС Мартыново ф.1)	ТШП КТ 0,5 1000/5 Рег.№ 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, СБДy, сервер ИВК
130	КТП 13-1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод-2 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ООО Белебеевский водоканал (ПС Мартыново ф.13)	ТШП КТ 0,5 1000/5 Рег.№ 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
131	КТП 3-17 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС 35 кВ Раевка, ф.3)	ТОП КТ 0,5S 150/5 Рег.№ 47959-16	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
132	КТП 3-18 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т; (ПС 35 кВ Раевка, ф.3)	ТОП КТ 0,5 150/5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
133	КТП 3-19 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС 35 кВ Раевка, ф.3)	ТТН-Ш КТ 0,5 200/5 Рег.№ 75345-19	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
134	КТП 3-20 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС 35 кВ Раевка, ф.3)	ТОП КТ 0,5 150/5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 46634-11	-	
135	ТРП 6 кВ, КРУ-6кВ, яч. 7, КЛ-6 кВ ф. 7 (ПС Шкаповское ГПЗ , ф.11 ООО "Газпром Добыча Оренбург")	ТПЛ - 10 КТ 0,5 50/5 Рег.№ 1276-59	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	-	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
136	РЩ-0,4 кВ ОАО СГ-Транс, КЛ- 0,4 кВ от ТП № 2 (ПС Шкаповское ГПЗ, ф.11)	ТОП КТ 0,5 100/5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, СБДу, сервер ИВК
137	РЩ-0,4 кВ ИП Солдатов Сергей Константинович , КЛ-0,4 кВ от ТП № 1 6 кВ (ПС Шкаповское ГПЗ, ф.11)	ТШП КТ 0,5 200/5 Рег.№ 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
138	РЩ-0,4 кВ СПК слесарного помещения АБК КС, КЛ-0,4 кВ в сторону СКЗ ЛПУ ООО Газпром трансгаз Уфа (ПС Шкаповское ГПЗ , ф.15)	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 КТ 1 Рег.№ 39617-09	-	
139	КТПНУс-6/0,23 кВ, РУ-0,23 кВ (ПС Мартыново, ф.2)	-	-	СЭБ-1ТМ.03Т.50 КТ 1 Рег.№ 75679-19	-	

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрическ ой энергии	Границы основной погрешност и $\pm\delta$ (%)	Границы погрешности в рабочих условиях, $\pm\delta$ (%)
1	2	3	4
1- 11, 13, 15, 16, 18, 19, 27- 43, 45- 53, 55- 73, 75- 78, 83, 85- 93, 95, 106, 108, 135	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,1 5,2
17, 20, 44, 54,74, 94, 96, 101, 110, 111	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,2 5,3
21-26, 105	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,0 5,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
81	Активная Реактивная	1,0 2,4	1,9 3,7
79	Активная Реактивная	0,7 1,5	1,9 3,5
103	Активная Реактивная	1,3 3,3	2,0 3,6
109,131	Активная	0,9 2,3	3,1 5,2
12, 14, 80, 82, 84, 99, 100, 102, 104, 107, 112- 125, 128, 129, 130, 132, 133, 134, 136, 137	Активная	0,9 2,3	3,0 5,1
97, 98, 126,127, 138, 139	Активная	1,1	2,3
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) с			5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$ 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos\varphi=0,9$, токе ТТ, равном 100% от $I_{ном}$ для нормальных условий; при $\cos\varphi=0,8$, токе ТТ, равном 1 (2) % от $I_{ном}$ для ИК в состав которых входят ТТ класса точности 0,5S или 0,2S; токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для ИК в состав которых входят ТТ класса точности 0,5 или 0,2 для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в местах расположения счетчиков от 0 до +40 °С. Для ИК в состав которых входит счетчик прямого включения, значения силы тока, рассчитываются от I_b.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	139
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для счетчиков, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 50 от +21 до +25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ для ИК, содержащих ТТ класса точности 0,2S или 0,5S для ИК, содержащих ТТ класса точности 0,2 или 0,5 для ИК, содержащих счетчики прямого включения - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$)	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 5 до 120 от $0,05 \cdot I_b$ до $I_{макс}$ от 0,5 инд. до 1 емк

Продолжение таблицы 4

1	2
- частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ, ТН. °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для УСПД, °С - температура окружающей среды для сервера ИВК, СБД, СБД_у, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более	- от 49,6 до 50,4 - от -40 до +70 - от -40 до +40 - от -10 до +50 - от +10 до + 35 - от 84,0 до 107,0 80
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-17): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ПСЧ-4ТМ.05МК (рег.№ 46634-11): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ПСЧ-4ТМ.05М (рег.№ 36355-07) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭБ-1ТМ.03Т (рег.№ 75679-19) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭБ-1ТМ.02Д (рег.№ 39617-09) - среднее время наработки на отказ, ч, не ТЕ2000 (рег.№ 83048-21) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК, СБД, СБД_у, : - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140 000 220 000 165 000 165 000 220 000 140 000 220 000 35000 70000 100000
Глубина хранения информации Счетчики: СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-08): - каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-17): - каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее ПСЧ-4ТМ.05МК (рег.№ 46634-11): - каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее ПСЧ-4ТМ.05М (рег.№ 36355-07): - каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее СЭБ-1ТМ.03Т (рег.№ 75679-19) - каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее	113 114 113 113 113

Продолжение таблицы 4

1	2
СЭБ-1ТМ.02Д (рег.№ 39617-09) - каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее	113
ТЕ2000 (рег.№ 83048-21) - каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее	113
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
Сервер ИВК, СБД, СБД _у ,: - данные измерений и журналы событий, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике, УСПД

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- серверов.

- защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на серверах;
- установка пароля УСПД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10	48
	ТПЛ-10с	7
	ТПЛ-10-М	6
	ТПЛМ-10	3

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	Т-0,66	15
	ТВГ УЭТМ®	12
	ТВЛМ-10	8
	ТВЛМ	2
	ТВЭ-35УХЛ2	9
	ТЛК10	2
	ТЛМ-10	16
	ТОЛ-НТЗ-10	12
	ТОЛ-СВЭЛ	12
	ТОЛ-СЭЦ-10	6
	ТОП-0,66	3
	ТОП-М-0,66	12
	ТОП	54
	ТПК-10	1
	ТПОФ	7
	ТПЛ-НТЗ	2
	ТПОЛ-10	9
	ТПФМ-10	37
	ТТН-Ш	3
	ТТЭ	3
	ТФЗМ 110Б-УХЛ1	6
	ТФЗМ 35А-У1	4
	ТШП	15
	ТФН-35М	3
Трансформаторы напряжения	VSK	6
	VSK I 10b	6
	ЗНОМ-35-65	15
	НАМИ-10	4
	НАМИ-35 УХЛ1	2
	НАМИТ-10	21
	НАМИТ	2
	НКФ-110	6
	НТМИ-6	1
Счетчик электрической энергии	ТЕ2000.01.00.00	63
	ТЕ2000.05.00.00	1
	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	8
	ПСЧ-4ТМ.05М.04	21
	ПСЧ-4ТМ.05М	5
	СЭБ-1ТМ.02Д.02	5
	СЭБ-1ТМ.03Т	1
	СЭТ-4ТМ.03М.01	31
	СЭТ-4ТМ.03М.09	4
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	2
Контроллер сетевой индустриальный (УСПД)	СИКОН С70	12

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Сервер баз данных ЦОД Башнефть-Уфанефтехим	Сервер ИВК	1
Сервера баз данных	СБД	1
	СБДy	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/272/23	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе "Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК «Башнефть» (БНД Приютровский ЦЭЭ). МВИ 26.51/272/23, аттестованном ООО «Энерготестконтроль», аттестат аккредитации № RA.RU.312560 от 03.08.2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Акционерная нефтяная Компания «Башнефть» (ПАО АНК «Башнефть»)
ИНН 0274051582
Юридический адрес: 450052, Республика Башкортостан, г.о. город Уфа, г Уфа, ул Карла Маркса, д. 30/1
Телефон: +7 (347) 261-61-61. Факс: +7 (347) 261-62-62.
E-mail: info_bn@rosneft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Башнефть-Добыча» (ООО «Башнефть-Добыча»)
ИНН 0277106840
Адрес: 450052, Республика Башкортостан, г.о. город Уфа, г Уфа, ул Карла Маркса, д. 30/1
Телефон: +7 (347) 261-61-61. Факс: +7 (347) 261-62-62
E-mail: info_bn@rosneft.ru

Испытательный центр

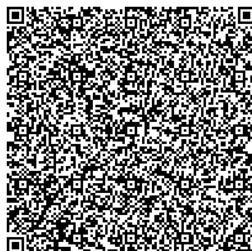
Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1

Телефон: +7 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» февраля 2024 г. № 309

Регистрационный № 91248-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система налива автоматизированная на пункте налива нефти Волгановский АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система налива автоматизированная на пункте налива нефти Волгановский АО «Самаранефтегаз» (далее – АСН) предназначена для учета количества нефти при выполнении учетных операций при отпуске и приеме нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия АСН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси (далее по тексту – нефти) с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (далее – СРМ). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей СРМ поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L») (далее – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси определяют как разность массы нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей, механических примесей и растворенного газа в нефти.

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

Конструктивно АСН состоит из входного коллектора, трех постов налива и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура АСН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

Посты налива в количестве 3 штук выполняют функции измерения количества отпускаемой нефти и определения текущих параметров нефти по каждому посту налива. Отбор представительной пробы для лабораторного контроля параметров нефти осуществляется по ГОСТ Р 8.880-2015.

СОИ обеспечивает управление наливом, сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L») (далее по тексту – ИВК), осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных; автоматизированное рабочее место оператора на базе ПО «ПЕТРОЛСОФТ(С)» (далее – АРМ оператора), оснащенные средствами отображения, управления и печати.

В состав АСН входят следующие средства измерений (СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав АСН

Наименование СИ	Регистрационный №
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (далее – СРМ)	13425-06
Преобразователи давления измерительные АИР-10	31654-19
Термопреобразователи сопротивления ТПС	71718-18
Влагомеры сырой нефти ВСН-2	24604-12
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-Л»)	76279-19

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

АСН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерений массы нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа) и объемной доли воды (%) в нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей, механических примесей и растворенного газа в нефти;
- автоматический и ручной отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защиту информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящие в состав АСН, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа или МИ 3002-2006.

Нанесение знака поверки на АСН не предусмотрено.

Заводской № 47045-4 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на шильд-табличку рамы АСН.

Программное обеспечение

АСН реализовано в ИВК и в АРМ оператора, оснащенные средствами отображения, управления и печати. Идентификационные данные (ПО) АСН приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО АСН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	SIKNS.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.000	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	E4430874	3F05B7949F4BD24A1D 1C5A4B32A8C5D1
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Максимальное значение расхода по каждому посту налива, т/ч, не более	272

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
П р и м е ч а н и е - пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси нормируется в соответствии с документом: «ГСИ. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений автоматизированной системой налива на пункте налива нефти Волгановский АО «Самаранефтегаз». ФР.1.29.2023.45789	

Т а б л и ц а 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	смесь нефтегазоводяная
Характеристики измеряемой среды: - давление избыточное измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С - вязкость кинематическая измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с - плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³ - объемная доля воды, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ - массовая доля механических примесей, % - объемная доля растворенного газа при стандартных условиях, м ³ /м ³ - свободный газ	от 0,1 до 1,0 от 0 до +50 от 1,25 до 25 от 850 до 950 95 от 300 до 6300 от 0,01 до 0,08 от 1 до 25 отсутствует
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от 99,1 до 101,325
Режим работы СИ	периодический

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист технологической инструкции АСН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система налива автоматизированная на пункте налива нефти Волгановский АО «Самаранефтегаз»	—	1
Технологическая инструкция	—	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе «ГСИ. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений автоматизированной системой налива на пункте налива нефти Волгановский АО «Самаранефтегаз». ФР.1.29.2023.45789.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

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

Телефон: +7 (846) 333-02-32

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

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

Телефон: +7 (846) 333-02-32

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-68-78

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

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

