

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» марта 2023 г. № 521

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

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрационный номер в ФИФ	Право-обладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методик поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Счетчики газа объемные диафрагменные ВК-ГТ с механической температурной компенсацией	-	-	49706-12	-	-	ЭРГП.407269.0 00И1	-	Общество с ограниченной ответственностью «РАСКО Газэлектроника» (ООО «РАСКО Газэлектроника»), Нижегородская обл., г. Арзамас	ООО ЦМ «СТП», г. Казань
2.	Счётчики газа объёмные диафрагменные	ВК-Г	-	60295-15	-	-	ЭРГП.407269.0 00И1	-	Общество с ограниченной ответственностью «РАСКО Газэлектроника» (ООО «РАСКО Газэлектроника»), Нижегородская обл., г. Арзамас	ООО ЦМ «СТП», г. Казань
3.	Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак	-	031	71814-18	-	-	МП 206.1-114-2018	-	Общество с ограниченной ответственностью «Велес» (ООО «Велес»), г. Екатеринбург	ООО «Спецэнергопроект», г. Москва

4.	Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергомсбыт» (ФГУП «РФЯЦ – ВНИИТФ им. академика Е.И. Забабахина»)	-	177	75178-19	-	-	МП-189- RA.RU.310556 -2019	-	Акционерное общество «Атомэнергомсбыт» (АО г. Москва «Атомэнергомсбыт»), г. Москва	ООО «Спецэнергопроект», г. Москва
5.	Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1252	-	01	85507-22	Акционерное общество «Транснефть -Верхняя Волга» (АО «Транснефть -Верхняя Волга»), г. Нижний Новгород	-	МП 0112/1-311229-2021	-	Акционерное общество «Транснефть-Метрология» (АО «Транснефть-Метрология»), г. Москва	АО «Транснефть-Метрология», г. Москва
6.	Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1252. Резервная схема учета	-	01	85508-22	Акционерное общество «Транснефть -Верхняя Волга» (АО «Транснефть -Верхняя Волга»), г. Нижний Новгород	-	МП 0112/2-311229-2021	-	Акционерное общество «Транснефть-Метрология» (АО «Транснефть-Метрология»), г. Москва	АО «Транснефть-Метрология», г. Москва
7.	Корректоры объема газа	TK220	-	87614-22	Общество с ограниченной ответственностью «Газэлектроника» (ООО «Газэлектроника»), Нижегородская обл., г. Арзамас	-	МП 2809/1-311229-2022	-	Общество с ограниченной ответственностью «Газэлектроника» (ООО «Газэлектроника»), Нижегородская обл., г. Арзамас	ООО ЦМ «СТП», г. Казань

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» марта 2023 г. № 521

Регистрационный № 75178-19

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ФГУП «РФЯЦ – ВНИИТФ им. академика Е. И. Забабахина»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ФГУП «РФЯЦ – ВНИИТФ им. академика Е. И. Забабахина») (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую 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 (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР» (далее по тексту - сервер ИВК), устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), 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 счетчика без учета коэффициента трансформации:

- 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Сервер ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) и с другими АИИС КУЭ, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе АО «АТС» и прочими заинтересованными организациями. Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов установленных форматов, в том числе заверенных электронно-цифровой подписью.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя шкалы времени счетчиков, сервера ИВК и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний шкалы времени сервера ИВК с УСВ осуществляется не реже 1 раза в час. Корректировка шкалы времени сервера ИВК производится при расхождении не менее ± 1 с.

Сравнение показаний шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера ИВК выполняется при каждом сеансе опроса, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка шкалы времени счетчиков производится при расхождении более ± 2 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 177 установлен в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

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

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4, 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСВ
1	ПС 110кВ Сосновая, ОРУ-110кВ, ВЛ-110кВ Снежинская-Сосновая	ТВИ-110 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 500/5 Рег. № 30559-05	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 922-54	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16
2	ПС 110кВ Сосновая, ОРУ-110кВ, ВЛ-110кВ Мраморная-Сосновая	ТВИ-110 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 500/5 Рег. № 30559-05	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 922-54	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
3	ПС 110кВ Новая, ввод Т-1 10кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
4	ПС 110кВ Новая, ввод Т-2 10кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
5	ПС 110кВ Новая, КРУ-10кВ, яч.5КН	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 22192-07	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
6	ПС 110кВ Новая, РУ-10кВ, яч.20	ТПОЛ-10М Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 37853-08	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
7	ПС 110кВ Новая, РУ-10кВ, яч.14	ТПОЛ-10М Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 37853-08	ЗНОЛ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	

Примечания:

1. Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
2. Допускается замена ТТ, ТН, 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.
3. Допускается замена УСВ на аналогичные, утвержденных типов.
4. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
5. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	$\cos \phi$	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} < I_{120}$	
		$\delta_{w0}^A \%$	$\delta_{w0}^P \%$	$\delta_{w0}^A \%$	$\delta_{w0}^P \%$	$\delta_{w0}^A \%$	$\delta_{w0}^P \%$	$\delta_{w0}^A \%$	$\delta_{w0}^P \%$
1 - 4	0,50	±4,8	±2,4	±3,0	±1,8	±2,2	±1,2	±2,2	±1,2
	0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,6	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
	0,87	±2,2	±4,9	±1,5	±3,1	±1,1	±2,2	±1,1	±2,2
	1,00	±1,6	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
5 - 7	0,50	±4,9	±2,7	±3,1	±2,1	±2,3	±1,5	±2,3	±1,5
	0,80	±2,7	±4,1	±1,9	±2,9	±1,4	±2,1	±1,4	±2,1
	0,87	±2,4	±5,0	±1,8	±3,3	±1,2	±2,4	±1,2	±2,4
	1,00	±1,9	-	±1,2	-	±1,0	-	±1,0	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	$\cos \phi$	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} < I_{120}$	
		$\delta_w^A \%$	$\delta_w^P \%$	$\delta_w^A \%$	$\delta_w^P \%$	$\delta_w^A \%$	$\delta_w^P \%$	$\delta_w^A \%$	$\delta_w^P \%$
1 - 4	0,50	±4,8	±2,8	±3,0	±2,2	±2,3	±1,8	±2,3	±1,8
	0,80	±2,6	±4,2	±1,8	±2,9	±1,4	±2,3	±1,4	±2,3
	0,87	±2,3	±5,0	±1,6	±3,4	±1,2	±2,6	±1,2	±2,6
	1,00	±1,7	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
5 - 7	0,50	±5,1	±3,7	±3,4	±3,4	±2,6	±3,1	±2,6	±3,1
	0,80	±3,0	±4,9	±2,3	±3,9	±1,9	±3,4	±1,9	±3,4
	0,87	±2,8	±5,6	±2,2	±4,3	±1,8	±3,6	±1,8	±3,6
	1,00	±2,3	-	±1,4	-	±1,3	-	±1,3	-

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ±5 с

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ –силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

$\delta_{w0}^A \%$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

$\delta_{w0}^P \%$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

$\delta_w^A \%$ – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

$\delta_w^P \%$ – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	7
Нормальные условия: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$: – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \phi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от 2 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,5 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$: – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \phi$ – температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от 2 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,5 емк. от -45 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Серверы: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 3,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, часов, не менее – среднее время восстановления работоспособности, часов Сервер ИВК: – среднее время наработки на отказ, часов, не менее – среднее время восстановления работоспособности, часов	140000 2 70000 1

Надежность системных решений:

- резервирование питания оборудования ИВК с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники ОРЭМ по электронной почте;

Регистрация событий

- в журналах событий счетчиков:
 - параметрирование;
 - пропадание напряжения;

- коррекция времени в счетчиках; Защищенность применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательных коробок;
 - оборудования ИВК;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка паролей на счетчики;
 - установка паролей на серверы ИВК.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность средств измерений

Наименование	Тип	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока измерительные	ТВИ-110	6
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10М	4
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	-	1
Формуляр	ГДАР.411711.098.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ФГУП «РФЯЦ – ВНИИТФ им. академика Е. И. Забабахина)» аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236 от 20.07.2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «Атомэнергопромсбыт» (АО «Атомэнергопромсбыт»)

ИНН 7725828549

Адрес: 117105, г. Москва, Новоданиловская наб., д.4А, эт.7, пом. II, к. 22И

Телефон: +7 (495) 543-33-06

Испытательный центр

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

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

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

E-mail: director@sniim.ru

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

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

ИНН 7722844084

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, пом. I, комн. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» марта 2023 г. № 521

Регистрационный № 71814-18

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

Второй уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД), каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование, устройство синхронизации времени (далее – УСВ), встроенное в УСПД.

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД оснащено собственным резервным устройством синхронизации времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит автоматически/вручную при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и источником времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 031.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

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

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

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

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				УСПД	УССВ ИВК
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии			
1	2	3	4	5	6	7	
9	КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС - Ермак	СТГ кл.т. 0,2S К _{тт} = 500/1 Рег. № 55676-13	SVR-20 кл.т. 0,2 К _{тн} =220000:√3/100:√3 Рег. № 55492-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12	
15	КВЛ 110 кВ Ермак - ПСП Заполярное I цепь	СТГ кл.т. 0,2S К _{тт} = 250/1 Рег. № 55676-13	SVTR-10C кл.т. 0,2 К _{тн} =110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			
16	КВЛ 110 кВ Ермак - ПСП Заполярное II цепь	СТГ кл.т. 0,2S К _{тт} = 250/1 Рег. № 55676-13	SVTR-10C кл.т. 0,2 К _{тн} =110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			
23	ВЛ 10 кВ Ермак - НПС-2 №1	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т. 0,5S К _{тт} = 2000/1 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} =10000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			
24	КЛ 10 кВ Резерв яч.11	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/1 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} =10000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			
25	КЛ 10 кВ Резерв яч.5	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т. 0,5S К _{тт} = 600/1 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл. т. 0,5 К _{тн} =10000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
26	ВЛ 10 кВ Ермак - НПС-2 №2	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл. т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
35	1В 0,4 кВ ХН ф.№1	ТТН-Ш кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
36	1В 0,4 кВ ХН ф.№2	ТТН-Ш кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
37	2В 0,4 кВ ХН ф.№1	ТТН-Ш кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
38	2В 0,4 кВ ХН ф.№2	ТТН-Ш кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
40	ВЛ 110 кВ Ермак – Русская I цепь	СТГ кл. т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 Рег. № 55676-13	SVTR-10C кл. т. 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
41	ВЛ 110 кВ Ермак – Русская II цепь	СТІГ кл. т. 0,2S К _{ТГ} = 500/1 Рег. № 55676-13	SVTR-10C кл. т. 0,2 К _{ТГ} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
42	КВЛ 110 кВ Ермак-ГТЭС	СТІГ кл. т. 0,2S К _{ТГ} = 500/1 Рег. № 72857-18	SVTR-10C кл. т. 0,2 К _{ТГ} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		
43	КВЛ 110 кВ Ермак - 3ГТЭС	СТІГ кл. т. 0,2S К _{ТГ} = 500/1 Рег. № 72857-18	SVTR-10C кл. т. 0,2 К _{ТГ} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		
44	КВЛ 220 кВ Ермак - Тасу- Ява I цепь	СТІГ кл.т. 0,2S К _{ТГ} = 250/1 Рег. № 55676-13	SVR-20 кл.т. 0,2 К _{ТГ} = 220000:√3/100:√3 Рег. № 55492-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		
45	КВЛ 220 кВ Ермак - Тасу- Ява II цепь	СТІГ кл.т. 0,2S К _{ТГ} = 250/1 Рег. № 55676-13	SVR-20 кл.т. 0,2 К _{ТГ} = 220000:√3/100:√3 Рег. № 55492-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		
46	КВЛ 220 кВ Ермак- Исконная	СТІГ кл.т. 0,2S К _{ТГ} = 750/1 Рег. № 55676-13	SVR-20 кл.т. 0,2 К _{ТГ} = 220000:√3/100:√3 Рег. № 55492-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

Примечания

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
9,15,16,40-46 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,1	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,3	0,8	0,7	0,7
	0,5	2,1	1,3	1,0	1,0
23,24,25,26 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	3,1	1,8	1,4	1,4
	0,5	5,6	3,2	2,3	2,3
35,36,37,38 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S;)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	3,0	1,6	1,1	1,1
	0,5	5,4	2,9	1,9	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
9,15,16,40-46 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,0	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,6	1,3	0,9	0,9
23,24,25,26 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,7	2,9	2,1	2,1
	0,5	3,0	2,2	1,6	1,6
35,36,37,38 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S;)	0,8	4,5	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,9	2,1	1,4	1,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
9,15,16,40-46 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,5	1,1	0,9	0,9
	0,5	2,2	1,5	1,3	1,3
23,24,25,26 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,5	1,8	1,7	1,7
	0,8	3,4	2,3	2,3	2,3
	0,5	5,8	3,5	2,8	2,8
35,36,37,38 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S;)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,3	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,6	3,3	2,5	2,5
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
9,15,16,40-46 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,5	2,1	1,8	1,8
	0,5	2,1	1,9	1,6	1,6
23,24,25,26 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,7	4,3	3,9	3,9
	0,5	4,3	3,8	3,5	3,5
35,36,37,38 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S;)	0,8	5,6	4,2	3,7	3,7
	0,5	4,3	3,7	3,4	3,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	18
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика Альфа А1800 - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД ЭКОМ-3000 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 100000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
Трансформатор тока	СТІG	30
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	12
Трансформатор тока	ТТН-Ш	12
Трансформатор напряжения	SVR-20	3
Трансформатор напряжения	SVTR-10С	2
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	18
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройство синхронизации системного времени	СТВ-01	1
Программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС	1
Формуляр	П2200917-У.592-2012/ФСК/УСП/ПИР-03.042-АКУ.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак» аттестованных ФГУП «ВНИИМС», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г., «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак в части измерительных каналов № 40, 41», аттестованных ФГУП «ВНИИМС», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г., «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак в части измерительных каналов № 42, 43», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений RA.RU.312236 от 20.07.2017 г. и «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак в части измерительных каналов №№ 44-46», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений № RA.RU.312236 от 20.07.2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Велес» (ООО «Велес»)
ИНН 6671394192
Адрес: 620146, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, д. 37 - 69
Телефон: +7 (902) 274-90-85
E-mail: veles-ek209@mail.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон/факс: +7 (495) 437-55-77 / 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru
Web-сайт: www.vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, пом. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Корректоры объема газа ТК220

Назначение средства измерений

Корректоры объема газа ТК220 (далее – корректор) предназначены для измерения температуры, количества импульсов от счетчиков газа и приведения объема газа к стандартным условиям с учетом измеренной температуры и подстановочных значений коэффициента сжимаемости и абсолютного давления.

Описание средства измерений

Принцип действия корректора основан на измерении количества импульсов от счетчиков с помощью датчика импульсов и вычислении объема газа, приведенного к стандартным условиям, с учетом измеренной температуры с помощью термопреобразователя сопротивления 500П (Pt500) и подстановочных значений коэффициента сжимаемости и абсолютного давления.

Условно-постоянные величины вводятся с помощью клавиатуры на лицевой панели корректора или компьютера.

Корректор состоит из пластмассового корпуса с 12-разрядным жидкокристаллическим дисплеем с дополнительными символами и двухкнопочной клавиатуры, термопреобразователя сопротивления 500П (Pt500). Внутри корпуса расположена электронная плата CPU с клеммами и батарея питания.

Общий вид основных исполнений корректора представлен на рисунке 1.

Заводской номер в виде арабских цифр наносится на лицевую сторону корректора в виде наклейки или методом термопечати (лазерной гравировки). Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунке 2.

Пломбировку от несанкционированного доступа осуществляют путем пломбирования кнопки поверителя, расположенной внутри корпуса и защищенной винтом, с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы с нанесением знака поверки давлением на пломбу, а также пломбирования винтов на задней крышке и крышке счетных входов путем нанесения знака поверки на специальную мастику.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа и место нанесения знака поверки представлены на рисунке 3.

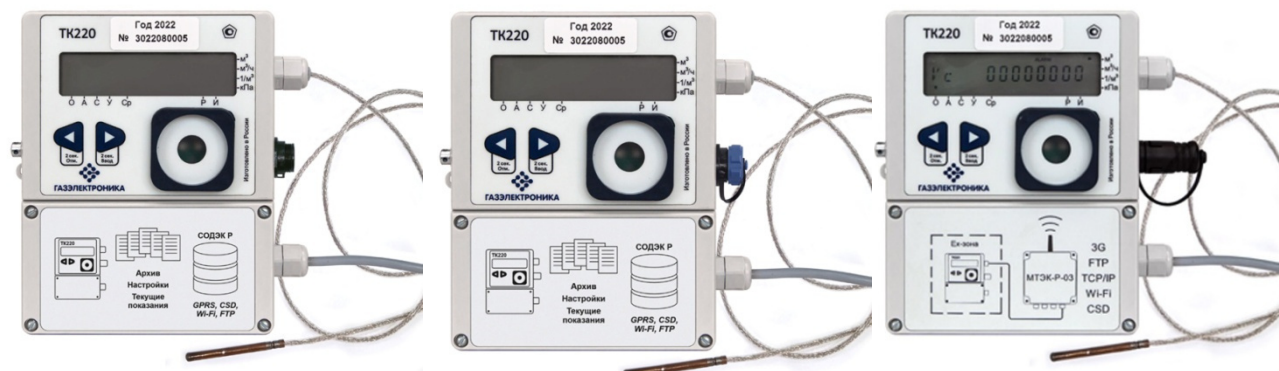


Рисунок 1 – Общий вид основных исполнений корректора

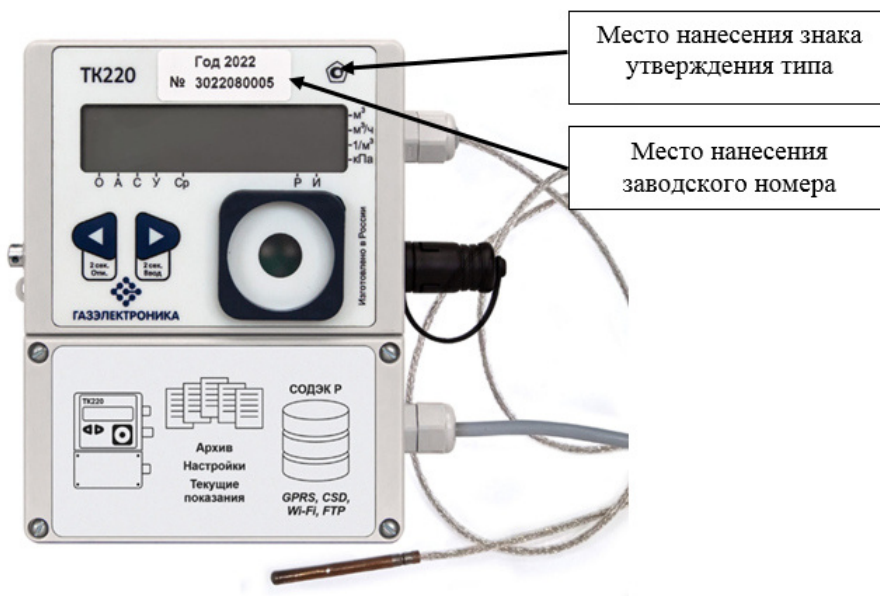


Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера, знака утверждения типа

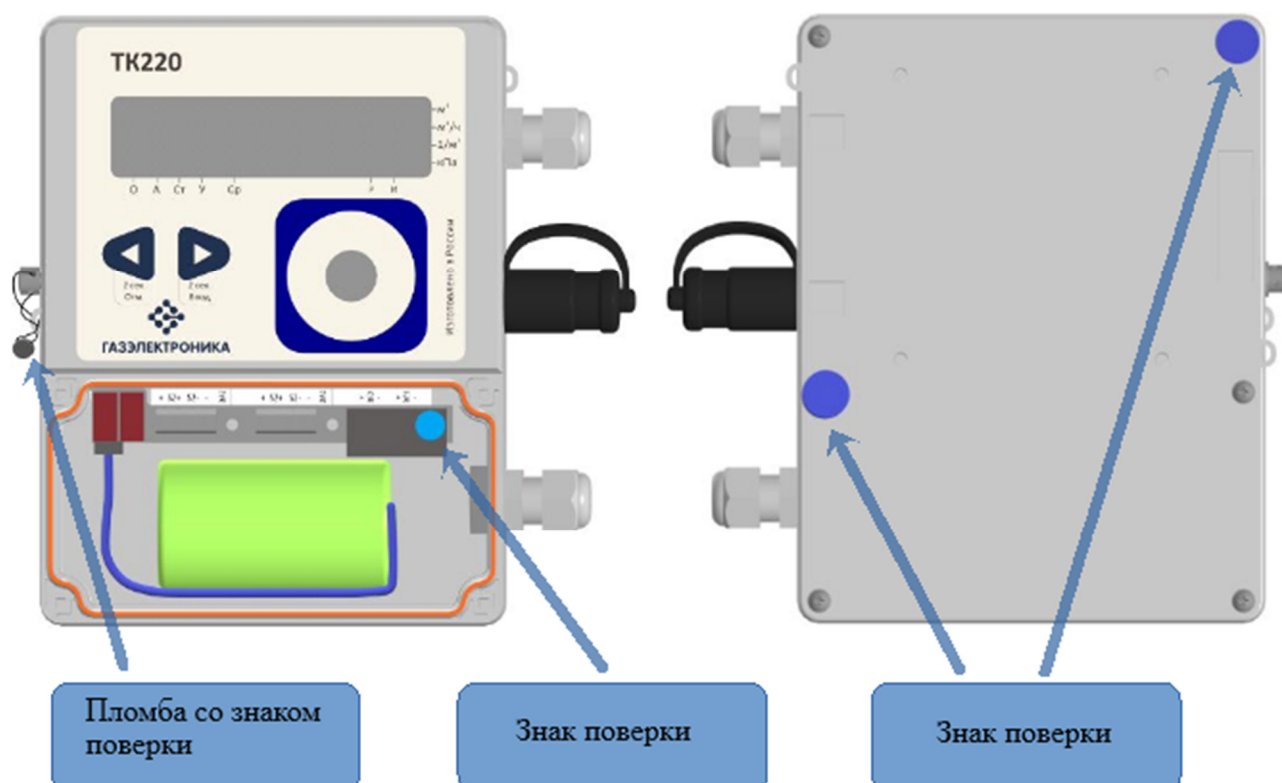


Рисунок 3 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа и место нанесения знака поверки

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) корректора встроенное и разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части.

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

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	TK220 V1.XX*
Номер версии	1.XX*
Цифровой идентификатор ПО	24075**
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16
* Идентификационное наименование состоит из двух частей: старшая часть (до точки) номер версии метрологически значимой части ПО, младшая часть – номер версии метрологически незначимой части. ** Контрольная сумма для метрологически значимой части ПО.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры рабочей среды, °С	от -30 до +60
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения температуры, %	±0,1
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления объема, приведенного к стандартным условиям, с учетом погрешности измерения температуры, %	±0,2

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Интерфейсы связи	Оптический, RS-232, RS-485
Частота входного сигнала, не более, Гц	2
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от -30 до +60 95 от 84,0 до 106,7
Напряжение питания постоянного тока, В – встроенный источник (литиевая батарея) – внешний источник	3,6 от 6 до 10
Устойчивость к воздействию синусоидальной вибрации по ГОСТ Р 52931–2008	Группа N2
Степень защиты оболочки по ГОСТ 14254–2015	IP65
Маркировка взрывозащиты	1Ex ib IIB T4 Gb
Габаритные размеры, мм, не более: – длина – ширина – высота	155 160 58
Масса, кг, не более	0,6
Средняя наработка на отказ, ч	100000
Средний срок службы, лет	12

Знак утверждения типа

наносится в правом верхнем углу лицевой части корпуса методом печати и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Корректор объема газа ТК220	ТК220	1
Руководство по эксплуатации*	УРГП.407229.006 РЭ	1
Паспорт*	УРГП.407229.006 ПС	1
Комплект монтажных частей**	КМЧ	
* В бумажной и/или электронной форме. ** Поставляется по заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 6 руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 8.558–2009 Государственная система обеспечения единства измерений.
Государственная поверочная схема для средств измерений температуры;
УРГП.407229.006 ТУ «Корректоры объема газа ТК220. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Газэлектроника»

(ООО «Газэлектроника»)

ИНН 5243041600

Адрес: 607220, Нижегородская обл., г. Арзамас, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 8а, пом. 5

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Газэлектроника»

(ООО «Газэлектроника»)

ИНН 5243041600

Адрес: 607220, Нижегородская обл., г. Арзамас, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 8а, пом. 5

Телефон: (831)235-70-10

E-mail: info@arzge.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»

(ООО ЦМ «СТП»)

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

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» марта 2023 г. № 521

Регистрационный № 49706-12

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики газа объемные диафрагменные ВК-GT с механической температурной компенсацией

Назначение средства измерений

Счетчики газа объемные диафрагменные ВК-GT с механической температурной компенсацией (далее – счетчики) предназначены для измерений объема, приведенного к температуре 20 °С, природного, нефтяного и других сухих неагрессивных газов, а также газовой фазы сжиженных углеводородных газов (далее – газы).

Описание средства измерений

Принцип действия счетчика основан на преобразовании разности давлений газа на входе и выходе в возвратно-поступательное движение мембран, образующих измерительные камеры. Измерительный механизм имеет две камеры со встроенными мембранами. Газ через входной патрубок заполняет пространство внутри корпуса и через входной клапан поступает поочередно в одну из камер, оказывая давление на мембрану, которая, перемещаясь, вытесняет газ из соседней камеры через выходной клапан и отводящий канал в выходной патрубок. Возвратно-поступательное движение мембран преобразуется рычажно-кривошипным механизмом во вращательное движение вала, число оборотов которого пропорционально числу перемещений мембраны и протекающему объему газа. Вращение вала приводит в движение счетный механизм, вызывая приращение показаний восьмиразрядного механического отсчетного устройства.

Счетчик состоит из корпуса, отсчетного механизма, измерительного механизма, оснащенного измерительными камерами со встроенными мембранами и механическим температурным компенсатором. Механический температурный компенсатор предназначен для приведения объема газа к температуре плюс 20 °С и выполнен в виде спиральной биметаллической пружины.

Счетчики выпускаются с левым и правым направлениями потока газа.

Счетчики выпускаются следующих типоразмеров: G1,6T, G2,5T, G4T, G6T в зависимости от диапазона измерений объемного расхода газа.

К счетчику может быть подключен низкочастотный датчик импульсов IN-Z6__ для дистанционной передачи информации.

Общий вид счетчика представлен на рисунке 1. Пломбировку от несанкционированного доступа осуществляют нанесением знака поверки давлением клейма на свинцовую (пластмассовую) пломбу. Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки, место нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунке 2. Заводской номер в виде цифрового кода наносится на циферблат отсчетного механизма методом термопечати.



Рисунок 1 – Общий вид основных исполнений

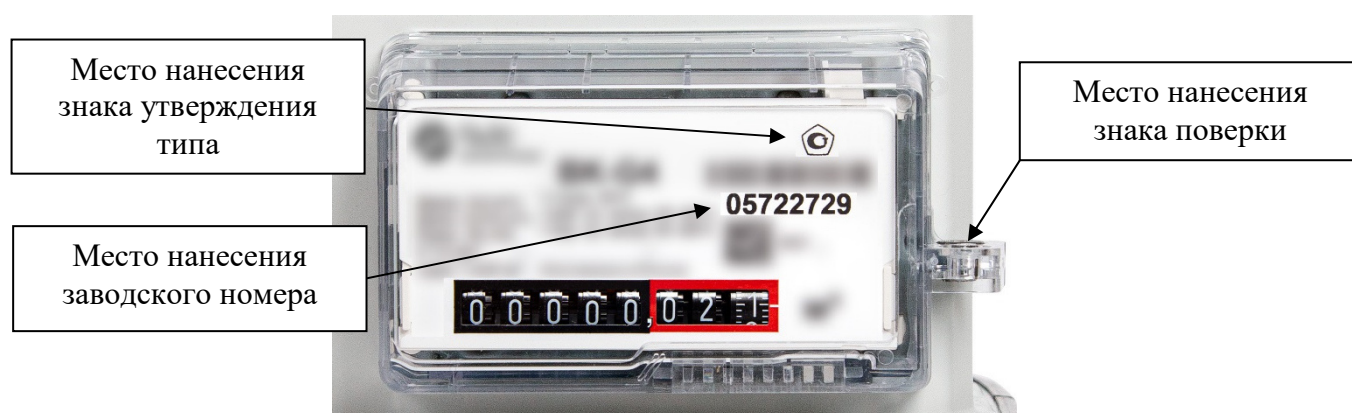


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки, место нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Технические характеристики	Типоразмер счетчика			
	G1,6T	G2,5T	G4T	G6T
Объемный расход газа, м ³ /ч:				
– максимальный (Q _{макс})	2,5	4	6	10
– номинальный (Q _{ном})	1,6	2,5	4	6
– минимальный (Q _{мин})	0,016	0,016	0,016/0,04	0,06
Циклический объем измерительных камер счетчиков V, дм ³	1,2		1,2/2	2
Порог чувствительности, м ³ /ч	0,0032	0,005	0,008	0,008
Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении объема газа, приведенного к температуре 20 °С, %, не более:				
– при Q _{мин} ≤ Q < 0,1 Q _{ном}	±3			
– 0,1 Q _{ном} ≤ Q ≤ Q _{макс}	±1,5			

Технические характеристики	Типоразмер счетчика			
	G1,6T	G2,5T	G4T	G6T
Пределы допускаемых изменений относительной погрешности, вызванные отклонением температуры измеряемой среды на каждые 10 °С, %, не более	±0,4			
Нормальные условия измерений: – температура окружающей и измеряемой среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 до 95 при температуре +35 °С от 84,0 до 106,7			

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Технические характеристики	Типоразмер счетчика			
	G1,6T	G2,5T	G4T	G6T
Измеряемая среда	природный, нефтяной и другие сухие неагрессивные газы, а также газовая фаза сжиженных углеводородных газов			
Максимальное рабочее давление, кПа, не более	50			
Максимально допустимое давление внутри корпуса, кПа, не более	100			
Потеря давления при расходе $Q_{\text{мин.}}$, Па, не более	60			
Потеря давления при расходе $Q_{\text{макс.}}$, Па, не более	250			
Цена деления младшего разряда отсчетного механизма счетчика, дм^3	0,2			
Емкость отсчетного механизма счетчика, м^3	99999,999			
Температура измеряемой среды, °С	от -25 до +50			
Температура окружающей среды, °С	от -40 до +60			
Присоединительная резьба, дюйм	1 ¼			
Габаритные размеры, мм, не более	195×212×155	195×212×155/ 329×241×167	329×241×167/ 329×250×167	
Расстояние между осями присоединительных штуцеров, мм	110	110/250	250/200	
Масса, кг, не более	1,9	1,9/3,2	3,5	
Средний срок службы, лет	24			
Средняя наработка до отказа, ч	40000			

Знак утверждения типа

наносится на циферблат отсчетного механизма методом термопечати и на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерения

Таблица 3 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик газа объемный диафрагменный ВК-GT с механической температурной компенсацией	ВК-GT	1
Паспорт	—	1
Методика поверки	ЭРГП.407269.000И1	1*
Комплект монтажных частей	—	1*
* Поставляется по заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 29 декабря 2018 г. № 2825 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа;

ЭРГП.407269.100 ТУ Счетчики газа объемные диафрагменные ВК-GT с механической температурной компенсацией. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РАСКО Газэлектроника»
(ООО «РАСКО Газэлектроника»)
ИНН 5243013811
Адрес: 607220, Нижегородская обл., г. Арзамас, ул.50 лет ВЛКСМ, д. 8а
Телефон (факс): (83147) 7-98-00; 7-98-01,
E-mail: Info@gaselectro.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Нижегородский центр стандартизации, метрологии и сертификации» (ФБУ «Нижегородский ЦСМ»)
Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, д. 1
Телефон (факс): (831) 428-57-27, 428-57-48
E-mail: ncsmnov@sinn.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30011-08.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, оф. 7
Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10
Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>
E-mail: office@ooostp.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» марта 2023 г. № 521

Регистрационный № 60295-15

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счётчики газа объёмные диафрагменные ВК-G

Назначение средства измерений

Счётчики газа объёмные диафрагменные ВК-G (далее – счётчик) предназначены для измерений объёма природного, нефтяного и других сухих неагрессивных газов, а также газовой фазы сжиженных углеводородных газов (СУГ) (далее – газы).

Описание средства измерений

Счётчик состоит из корпуса, измерительного механизма, оснащённого измерительными камерами со встроенными мембранами, и отсчётного механизма. Принцип действия счётчика основан на преобразовании поступательного движения мембран во вращательное, которое через редуктор и муфту передаётся на отсчётный механизм. Показания отсчётного механизма отградуированы в кубических метрах. Счётчик оснащён устройством, препятствующим обратному ходу отсчётного механизма. Счетчик выпускается с левым и правым направлениями потока газа.

К счётчику может быть подключен низкочастотный датчик импульсов IN-Z6__ для дистанционной передачи информации.

Отсчётный механизм счётчика может быть выполнен в следующих вариантах:

- восьми разрядный механический;
- механический с Чеккером.

Счетчики могут иметь исполнение с повышенной точностью, которое дополнительно маркируется индексом «Н».

Общий вид счетчика представлен на рисунке 1. Пломбировку от несанкционированного доступа осуществляют нанесением знака поверки давлением клейма на свинцовую (пластмассовую) пломбу. Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки, место нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунке 2. Заводской номер в виде цифрового кода наносится на циферблат отсчётного механизма методом термопечати.



а) исполнение с прозрачным корпусом
отсчетного механизма

б) исполнение с
непрозрачным корпусом
отсчетного механизма

Рисунок 1 – Общий вид основных исполнений

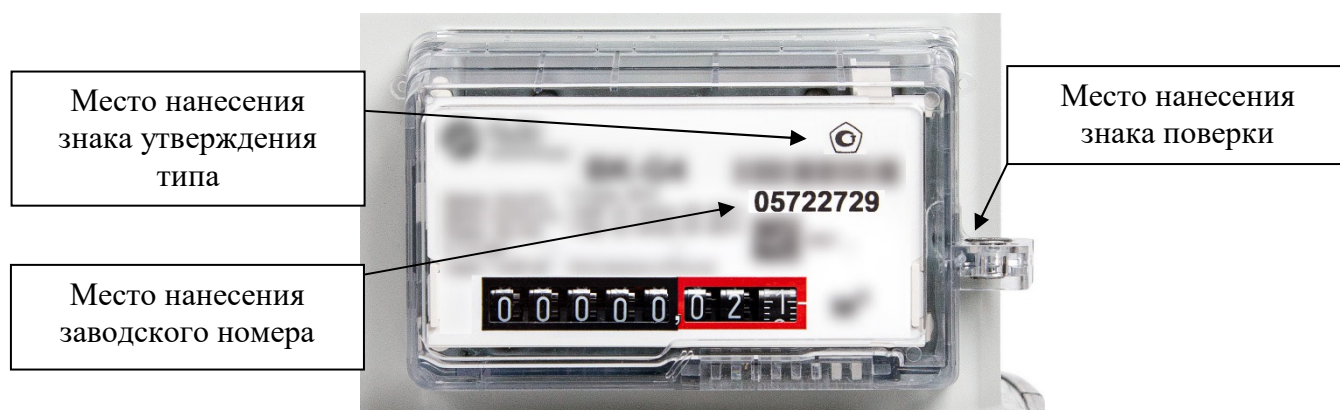


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки, место нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Технические характеристики	Типоразмер счётчика			
	G1,6	G2,5	G4	G6
Объемный расход газа, м ³ /ч:				
– максимальный (Q _{макс})	2,5	4	6	10
– номинальный (Q _{ном})	1,6	2,5	4	6
– минимальный (Q _{мин})	0,016	0,025	0,04	0,06
Порог чувствительности, м ³ /ч	0,0032	0,005	0,008	0,008
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объема газа, %, не более:	±3 (±2,1 исполнение «Н») ±1,5			
– при Q _{мин} ≤ Q < 0,1 Q _{ном}				
– 0,1 Q _{ном} ≤ Q ≤ Q _{макс}				

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Технические характеристики	Типоразмер счётчика			
	G1,6	G2,5	G4	G6
Измеряемая среда	природный, нефтяной и другие сухие неагрессивные газы, а также газовая фаза СУГ			
Максимальное рабочее давление, кПа, не более	50			
Максимально допустимое давление внутри корпуса, кПа, не более	100			
Потеря давления при расходе $Q_{\text{мин.}}$, Па, не более	60			
Потеря давления при расходе $Q_{\text{макс.}}$, Па, не более	250			
Циклический объём измерительных камер счётчиков V , дм^3	1,2		1,2/2	2
Цена деления младшего разряда отсчётного механизма счётчика, дм^3	0,2			
Ёмкость отсчётного механизма счётчика, дм^3	99999,999			
Температура рабочей среды, $^{\circ}\text{C}$	от -30 до +50			
Температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	от -40 до +60			
Присоединительная резьба, дюйм	1 1/4			
Габаритные размеры, мм, не более	195×212×155		195×212×155/ 329×241×167	329×241×167/ 329×250×167
Расстояние между осями присоединительных штуцеров, мм	110		110/250	250/200
Масса, кг, не более	1,9		1,9/3,2	3,5
Средний срок службы, лет	24			
Наработка до отказа, ч	40000			

Знак утверждения типа

наносится на циферблат отсчётного механизма методом термопечати и на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерения

Таблица 3 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Счётчик газа объёмный диафрагменный	ВК-G	1
Паспорт	—	1
Методика поверки	ЭРГП.407269.000И1	1*
Комплект монтажных частей	—	1*
* поставляется по заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 29 декабря 2018 г. № 2825 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»;

ЭРГП.407269.000 ТУ «Счётчики газа объёмные диафрагменные ВК-G. Технические условия».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РАСКО Газэлектроника»
(ООО «РАСКО Газэлектроника»)

ИНН 5243013811

Адрес: 607220, Нижегородская обл., г. Арзамас, ул.50 лет ВЛКСМ, д. 8а

Телефон:(83147)7-98-00; 7-98-01, факс (83147)7-22-41

E-mail: info.ege@elster.com

Испытательный центр

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

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

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» марта 2023 г. № 521

Регистрационный № 85507-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1252

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1252 (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массового расхода и массы нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих от счетчиков-расходомеров массовых, преобразователей давления, температуры и плотности.

СИКН состоит из:

- блока измерительных линий (далее – БИЛ), состоящего из двух рабочих измерительных линий (далее – ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ;
- блока измерений показателей качества (далее – БИК);
- блока трубопоршневой поверочной установки (далее – ТПУ);
- СОИ.

Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКН (с учетом СИ, находящихся на хранении):

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (модификации DS, DH, DT, DL, CMF, F, R, T, CNG050, H, LF) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ) 45115-10) модификации CMFHCS3 с преобразователями 2700 (далее – СРМ);
- преобразователи давления измерительные АИР-20/М2 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 63044-16);
- датчики температуры TMT142R, TMT142C, TMT162R, TMT162C (регистрационный номер в ФИФОЕИ 63821-16) модели TMT142R;
- преобразователи плотности жидкости измерительные моделей 7835, 7845, 7847 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 52638-13) модели 7835;
- расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 57762-14);

- установки поверочные трубопоршневые двунаправленные OGSB (регистрационный номер в ФИФОЕИ 62207-15);
- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 14061-15);
- датчики температуры 644, 3144P (регистрационный номер в ФИФОЕИ 39539-08) модели 644;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 22257-11);
- термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 53211-13);
- преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P (регистрационный номер в ФИФОЕИ 56381-14);
- комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 67527-17) (далее – ИВК).

Автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора входит в состав СОИ.

СИКН выполняет следующие основные функции:

- измерение в автоматическом режиме массового расхода и массы нефтепродуктов;
- измерение в автоматическом режиме температуры, давления и плотности нефтепродуктов;
- контроль метрологических характеристик и поверка СРМ на месте эксплуатации;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефтепродуктов;
- формирование и хранение журнала событий;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, конструкцией СРМ, входящих в состав измерительных каналов массового расхода нефтепродуктов, предусмотрены места установки пломб (фланцы), несущие на себе знак поверки (оттиск клейма поверителя), который наносится методом давления на свинцовые (пластмассовые) пломбы в соответствии с МИ 3002–2006 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

Пломбирование СИКН предусмотрено при определении метрологических характеристик измерительных каналов массового расхода.

Заводской номер СИКН нанесен на маркировочную табличку, установленную на площадке СИКН, и типографским способом в инструкции по эксплуатации СИКН.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее – ПО), реализованное в ИВК и АРМ оператора.

ПО АРМ оператора не содержит метрологически значимой части.

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

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	d1d130e5
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	6ae1b72f
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.18
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	1994df0b
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.20
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	6aa13875
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	d0f37dec
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.28
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	58049d20
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	587ce785
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.29
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	f41fde70
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.24
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	4fb52bab

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.37
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	b3b9b431
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	f3578252
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.47
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	76a38549
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.17
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	5b181d66
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.3.1
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	62b3744e
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.5
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	c5136609
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	c25888d2
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.50
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	4ecfdc10
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.4
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	82dd84f8
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.14
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	c14a276b
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	8da9f5c4
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	41986ac5
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.2.1
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	adde66ed
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.2
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	2a3adf03
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	c73ae7b9
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.34
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	df6e758c
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.33
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	37cc413a
Примечания 1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИВК в зависимости от функционального назначения в применяемой измерительной системе. 2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде прописных или строчных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр или букв.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтепродуктов, т/ч	от 150 до 1300*
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, %	±0,25
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 3 – Состав и метрологические характеристики вспомогательных измерительных каналов массового расхода нефтепродуктов с комплектным методом определения метрологических характеристик

Место установки	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности, %
	Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
ИЛ № 1 (рабочая)	СРМ	ИВК	от 172 до 700 т/ч	±0,25
ИЛ № 2 (рабочая)			от 170 до 700 т/ч	±0,25
ИЛ № 3 (контрольно-резервная)			от 150 до 700 т/ч	±0,20

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Топливо дизельное по ГОСТ 32511-2013, ГОСТ Р 52368-2005
Температура измеряемой среды, °С	от -5 до +40
Давление измеряемой среды, МПа – рабочее – минимально допустимое – максимально допустимое	от 0,3 до 1,0 0,2 1,6
Физико-химические свойства измеряемой среды: – плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м³ – вязкость кинематическая при температуре 40 °С, сСт – содержание свободного газа	от 820 до 845 от 0,2 до 4,5 не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ / 380 ⁺³⁸ ₋₅₇ 50±1
Условия эксплуатации СИКН: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки БИЛ – в месте установки БИК, СОИ б) относительная влажность в помещениях, где установлено оборудование СИКН, % в) атмосферное давление, кПа	от -41 до +38 от +10 до +25 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Режим работы	непрерывный
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1252, заводской № 01	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Масса нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1252 ЛПДС (ПСП) «Староликеево» Горьковского РНУ АО «Транснефть-Верхняя Волга», регистрационный номер в ФИФОЕИ ФР.1.29.2021.41022.

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 «Транснефть – Верхняя Волга» (АО «Транснефть – Верхняя Волга»)

ИНН 5260900725

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

Телефон (факс): +7(831) 438-22-65, +7 (831) 438-22-05

Web-сайт: uppervolga.transneft.ru

E-mail: referent@tvv.transneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Верхняя Волга» (АО «Транснефть – Верхняя Волга»)

ИНН 5260900725

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

Телефон (факс): +7(831) 438-22-65, +7 (831) 438-22-05

Web-сайт: uppervolga.transneft.ru

E-mail: referent@tvv.transneft.ru

Испытательный центр

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

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

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

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

В части вносимых изменений

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

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

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» марта 2023 г. № 521

Регистрационный № 85508-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1252.
Резервная схема учета**

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1252. Резервная схема учета (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений объемного расхода и массы нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих от ультразвуковых преобразователей расхода, преобразователей давления, температуры и плотности.

СИКН состоит из:

- блока измерительных линий (далее – БИЛ), состоящего из двух рабочих измерительных линий (далее – ИЛ);
- блока измерений показателей качества (далее – БИК);
- блока трубопоршневой поверочной установки (далее – ТПУ);
- СОИ.

Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКН (с учетом СИ, находящихся на хранении):

- счетчики ультразвуковые ALTOSONIC V (мод. ALTOSONIC VM) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ) 18656-04) (далее – УПР);
- датчики давления Метран-150 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 32854-13);
- датчики температуры TMT142R, TMT142C, TMT162R, TMT162C (регистрационный номер в ФИФОЕИ 63821-16) модели TMT142R;
- преобразователи плотности жидкости измерительные моделей 7835, 7845, 7847 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 52638-13) модели 7835;
- преобразователи давления измерительные АИР-20/М2 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 63044-16);
- датчики температуры 644, 3144Р (регистрационный номер в ФИФОЕИ 39539-08) модели 644;

- расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 57762-14);
- установки поверочные трубопоршневые двунаправленные OGSB (регистрационный номер в ФИФОЕИ 62207-15);
- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 14061-15);
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 22257-11);
- термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 53211-13);
- преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P (регистрационный номер в ФИФОЕИ 56381-14);
- комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 67527-17) (далее – ИВК).

Автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора входит в состав СОИ.

СИКН выполняет следующие основные функции:

- измерение в автоматическом режиме объемного расхода, объема и массы нефтепродуктов;
- измерение в автоматическом режиме температуры, давления и плотности нефтепродуктов;
- контроль метрологических характеристик и поверка УПР на месте эксплуатации;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефтепродуктов;
- формирование и хранение журнала событий;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, конструкцией УПР, входящих в состав измерительных каналов (далее – ИК) объемного расхода нефтепродуктов, предусмотрены места установки пломб (фланцы), несущих на себе знак поверки (оттиск клейма поверителя), который наносится методом давления на свинцовые (пластмассовые) пломбы.

Пломбирование СИКН предусмотрено при определении метрологических характеристик ИК объемного расхода.

Схема пломбирования от несанкционированного доступа с местами установки пломб представлена на рисунке 1.

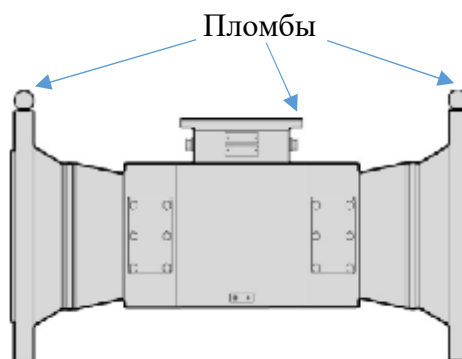


Рисунок 1 – Схема пломбирования от несанкционированного доступа с местами установки пломб

Заводской номер СИКН нанесен на маркировочную табличку, установленную на площадке СИКН и типографским способом в инструкции по эксплуатации СИКН.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее – ПО), реализованное в ИВК и АРМ оператора.

ПО АРМ оператора не содержит метрологически значимой части.

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

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	d1d130e5
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	6ae1b72f
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.18
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	1994df0b
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.20
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	6aa13875
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	d0f37dec
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.28
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	58049d20
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	587ce785
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.29
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	f41fde70
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.24
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	4fb52bab
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.37
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	b3b9b431
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	f3578252
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.47
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	76a38549
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.17
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	5b181d66
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.3.1
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	62b3744e
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.5
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	c5136609
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	c25888d2
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.50
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	4ecfdc10
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.4
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	82dd84f8
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.14
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	c14a276b
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	8da9f5c4
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	41986ac5
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.2.1
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	adde66ed
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.2
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	2a3adf03
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	c73ae7b9
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.34
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	df6e758c
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.33
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	37cc413a
Примечания 1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИВК в зависимости от функционального назначения в применяемой измерительной системе. 2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде прописных или строчных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр или букв.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефтепродуктов, м ³ /ч	от 130 до 1500*
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода нефтепродуктов, %	±0,15
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, %	±0,25
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений.	

Таблица 3 – Состав и метрологические характеристики вспомогательных ИК объемного расхода (объема) нефтепродуктов с комплектным методом определения метрологических характеристик

Место установки	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности, %
	Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
ИЛ № 1 (рабочая)	УПР	ИВК	от 145 до 850 м ³ /ч	±0,15
ИЛ № 2 (рабочая)			от 130 до 950 м ³ /ч	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Топливо дизельное по ГОСТ 32511-2013, ГОСТ Р 52368-2005
Температура измеряемой среды, °С	от -5 до +40
Давление измеряемой среды, МПа – рабочее – минимально допустимое – максимально допустимое	от 0,3 до 1,0 0,2 1,6
Физико-химические свойства измеряемой среды: – плотность при температуре 15 °С, кг/м ³ – вязкость кинематическая при температуре 40 °С, сСт – содержание свободного газа	от 820 до 845 от 0,2 до 4,5 не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ / 380 ⁺³⁸ ₋₅₇ 50±1
Условия эксплуатации СИКН: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки БИЛ – в месте установки БИК, СОИ б) относительная влажность в помещениях, где установлено оборудование СИКН, % в) атмосферное давление, кПа	от -41 до +38 от +10 до +25 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Режим работы	непрерывный
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1252. Резервная схема учета, заводской № 01	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Масса нефтепродуктов. Методика измерений узлом резервной схемы учета системы измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1252 ЛПДС (ПСР) «Староликеево» Горьковского РНУ АО «Транснефть – Верхняя Волга», регистрационный номер в ФИФОЕИ ФР.1.29.2021.41023.

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 «Транснефть – Верхняя Волга» (АО «Транснефть – Верхняя Волга»)

ИНН 5260900725

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

Телефон (факс): +7(831) 438-22-65, +7 (831) 438-22-05

Web-сайт: uppervolga.transneft.ru

E-mail: referent@tvv.transneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Верхняя Волга» (АО «Транснефть – Верхняя Волга»)

ИНН 5260900725

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

Телефон (факс): +7(831) 438-22-65, +7 (831) 438-22-05

Web-сайт: uppervolga.transneft.ru

E-mail: referent@tvv.transneft.ru

Испытательный центр

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

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

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

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

В части вносимых изменений

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

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

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