



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

ОС.С.28.001.А № 78373

Срок действия до 22 сентября 2025 г.

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ
Измерители массы СУ-5ДМ

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
Общество с ограниченной ответственностью "Техносенсор"
(ООО "Техносенсор"), г. Санкт-Петербург

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 79293-20

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ
МП 2302-0133-2020

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 2 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от **22 сентября 2020 г. № 1563**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

А.В.Кулешов



25" 09..... 2020 г.

Серия СИ

№ 046314

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители массы СУ-5ДМ

Назначение средства измерений

Измерители массы СУ-5ДМ предназначены для непрерывных измерений массы сжиженных углеводородных газов, газового конденсата, и светлых нефтепродуктов (бензина, керосина, дизельного топлива) в резервуарах автозаправочных станций, газонаполнительных станций и нефтебаз, а также в транспортных емкостях.

Описание средства измерений

Измерители массы СУ-5ДМ (далее в тексте — измеритель) реализуют прямой метод измерений массы нефтепродуктов в резервуарах.

Измеритель состоит из первичного измерительного преобразователя ДЖС-7М, электронного блока ИЗК-3 и сенсорной панели Samkoon SK-070 с блоком питания +24 В. Каждый первичный преобразователь ДЖС-7М связан с электронным блоком ИЗК-3 отдельным измерительным каналом. Количество измерительных каналов определяется количеством первичных преобразователей в составе одного измерителя массы и может варьироваться от одного до шести штук (указывается в паспорте на СУ-5ДМ).

Принцип действия измерителей основан на измерении электрической емкости чувствительного элемента первичного измерительного преобразователя ДЖС-7М, установленного в резервуар. Конструктивно чувствительный элемент первичного преобразователя представляет собой радиочастотный коаксиальный резонатор, выполненный в виде вставленных одна в другую металлических труб различного диаметра из нержавеющей стали. Резонатор устанавливается в резервуар в вертикальном положении в области наибольшей высоты резервуара. Длина измерительной части резонатора соответствует фактической высоте резервуара в месте установки первичного преобразователя с учетом необходимых технологических зазоров между нижним концом резонатора и дном резервуара. Верхний конец резонатора крепится на верхней образующей резервуара (крышке технологической горловины для резервуаров со сжиженным газом) с помощью сквозного резьбового соединения. При поступлении нефтепродукта в резервуар происходит изменение электрической емкости резонатора относительно значения электрической емкости резонатора для порожнего резервуара. Величина приращения емкости резонатора, пропорциональна приращению массы нефтепродукта в резервуаре и зависит от сорта нефтепродукта, температуры и фактических геометрических особенностей формы резервуара, в котором установлен первичный преобразователь. Для определения компенсации влияния температуры на свойства первичного преобразователя вдоль резонатора в отдельной трубке из нержавеющей стали расположены шесть датчиков температуры, равномерно распределенных по высоте резонатора. Метрологические характеристики датчиков температуры не нормируются. Измеренные значения емкости резонатора чувствительного элемента и температуры по данным температурных датчиков преобразуются в цифровой выходной сигнал RS485, передаваемый по линиям связи на электронный блок ИЗК-3 в режиме реального времени.

Внешний вид измерительного преобразователя ДЖС-7М приведен на рис. 1.

Электронный блок ИЗК-3 выполняет температурную компенсацию показаний первичного преобразователя в зависимости от текущей температуры и, используя записанную в энергонезависимую память градуировочную характеристику первичного преобразователя, преобразует полученные значения электрической емкости резонатора в значения общей массы нефтепродукта в резервуаре, а также, используя встроенное ПО, рассчитывает значения плотностей, масс и объемов жидкой и паровой фаз нефтепродукта в резервуаре в режиме реального времени. Метрологические характеристики рассчитанных значений плотностей, масс и объемов жидкой и паровой фазы нефтепродукта не нормированы.

Измеренные значения общей массы нефтепродукта, температуры, а также рассчитанные значения масс, плотностей и объемов жидкой и паровой фаз нефтепродукта в резервуаре по интерфейсу RS-485 передаются от блока ИЗК-3 на сенсорную панель Samkoon SK-070 которая отображает их в выбранных зонах экрана.

Блок ИЗК-3 может передавать измерительную информацию по линиям связи по стандартному протоколу MODBUS на ПЭВМ оператора МАЗС или нефтебазы.

Внешний вид электронного блока ИЗК-3 приведен на рис. 2.

Сенсорная панель Samkoon SK-070 предназначена для отображения измерительной информации и управления работой измерителя посредством встроенного интерфейса.

Внешний вид сенсорной панели Samkoon SK-070 приведен на рис. 3.

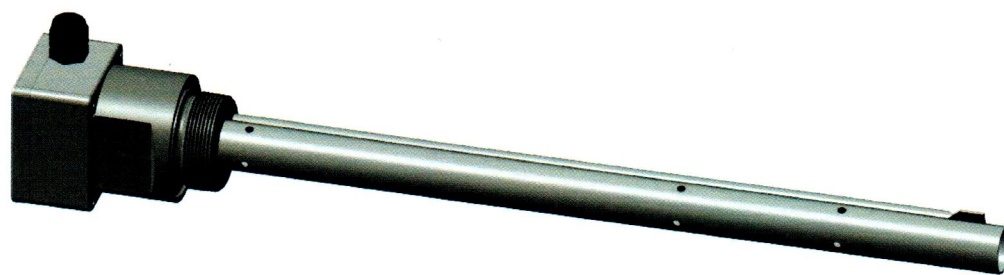


Рисунок 1 - Общий вид измерительного преобразователя ДЖС-7М

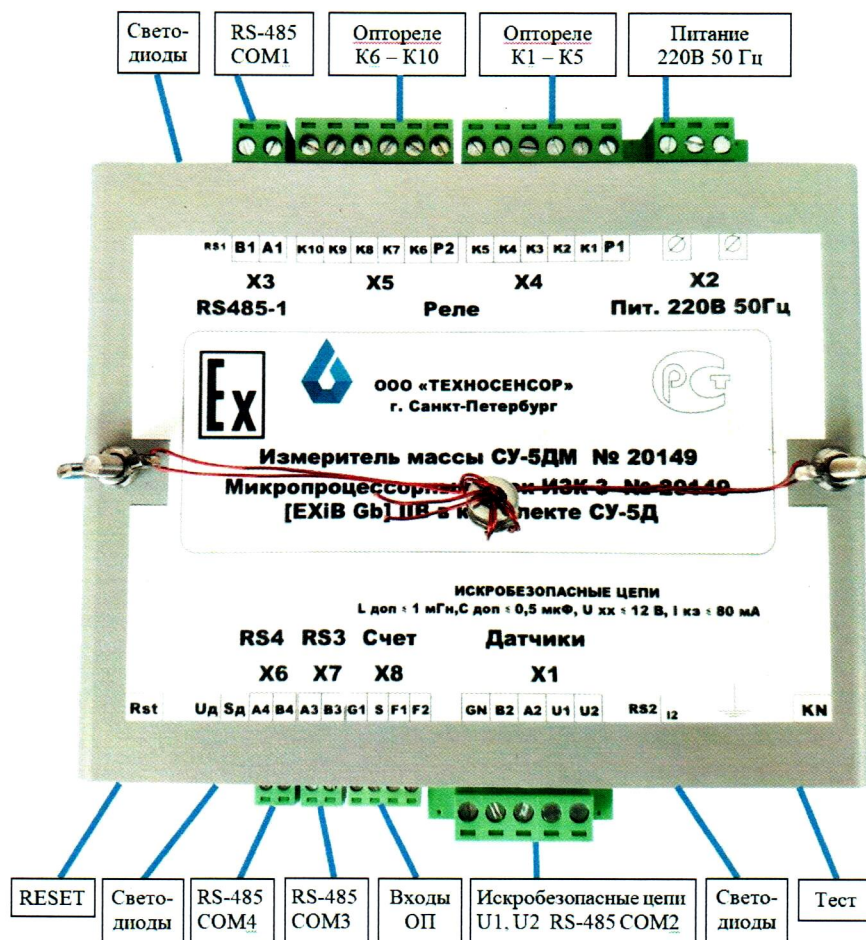


Рисунок 2 - Общий вид электронного блока ИЗК-3

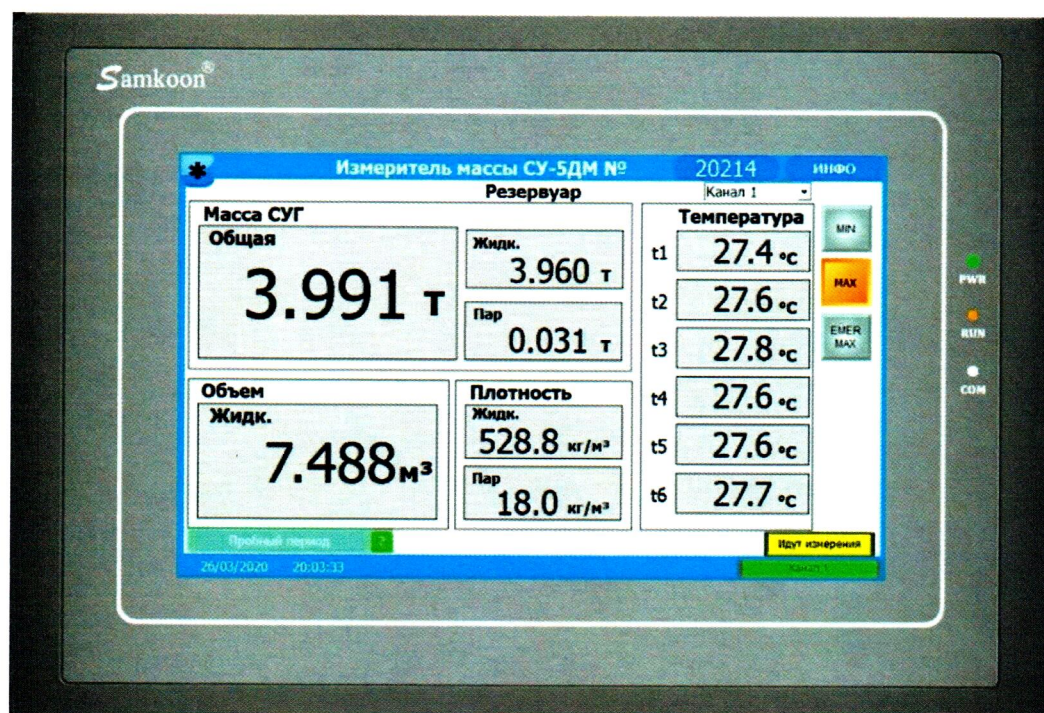


Рисунок 3 - Общий вид сенсорной панели Samkoon SK-070

Пломбировка измерителя осуществляется с помощью свинцовой (пластмассовой) пломбы и проволоки, путем фиксации проволокой элементов крепления электронного блока ИЗК-3 с нанесением знаков поверки на пломбу. Места установки пломбы и нанесения знака поверки на электронный блок ИЗК-3 приведены на рисунке 2.

Программное обеспечение

Программное обеспечение измерителей является встроенным. Программное обеспечение установлено в электронном блоке ИЗК-3, разработано фирмой-изготовителем и предназначено для преобразования текущего значения электрической емкости резонатора первичного преобразователя в значения масс жидкой и паровой фаз нефтепродукта в резервуаре, а также хранения данных калибровки первичного преобразователя и настройки работы измерителя. Кроме этого встроенное ПО позволяет дополнительно рассчитать значения плотностей и объемов жидкой и паровой фазы нефтепродукта в резервуаре в режиме реального времени. Программное обеспечение записывают на заводе-изготовителе, и оно не может быть изменено потребителем.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Программное обеспечение исключает возможность модификации или удаления данных через интерфейсы пользователя. Доступ к программному обеспечению защищен пломбировкой электронного блока ИЗК-3.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения	
	датчики ДЖС-7М	блок искрозащиты ИЗК-3
Идентификационное наименование ПО	-	ТСОК.400-01
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7	SU5.000.202
Цифровой идентификатор ПО	C98F	A2500B55
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16	CRC32

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

Нормирование метрологических характеристик проведено с учетом того, что программное обеспечение является неотъемлемой частью измерителя.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	от 1 до 6
Диапазон измерений массы нефтепродукта в резервуаре, кг	от X* до значения массы нефтепродукта, соответствующей максимальному технологическому уровню взлива жидкой фазы нефтепродукта в резервуаре**
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нефтепродукта в резервуаре, %	$\pm 0,5$
<p>* Нижнее значения диапазона измерений массы нефтепродукта в резервуаре X, кг, для которого сохраняется требование по погрешности измерений $\pm 0,5$ % (отн.), зависит от типа резервуара, на который установлен первичный преобразователь ДЖС-7М:</p> <p>1) X = 30 % от массы нефтепродукта, соответствующей максимальному технологическому уровню взлива жидкой фазы нефтепродукта в горизонтальном резервуаре;</p> <p>2) X = 17 % от массы нефтепродукта, соответствующей максимальному технологическому уровню взлива жидкой фазы нефтепродукта в вертикальном резервуаре.</p> <p>** - зависит от технических характеристик резервуара, на который установлены первичные преобразователи ДЖС-7М.</p>	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	бензин, керосин, дизельное топливо, сжиженные углеводородные газы, газовый конденсат
Максимальная высота резервуара для установки первичного преобразователя, мм	15000
Напряжение питания, В	220 \pm 22
Частота переменного тока, Гц	50 \pm 1
Потребляемая мощность максимальная, Вт, не более	50
Потребляемая мощность средняя, Вт, не более	30
Максимальное количество одновременно подключаемых к электронному блоку ИЗК-3 первичных преобразователей ДЖС-7М, шт.	6
Маркировка взрывозащиты первичных преобразователей ДЖС-7М	1ExibIIBT6Gb

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, длина x ширина x высота, мм: - первичного преобразователя - электронного блока ИЗК-3 - сенсорной панели - блока питания	100×100×15000 (высота в зависимости от заказа, максимальная 15000 мм) 150×180×80 250×180×90 100×100×25
Масса, кг, не более: - первичного преобразователя - электронного блока ИЗК-3 - сенсорной панели - блока питания	18 1 1 0,5
Условия эксплуатации:	
Диапазон температур контролируемой среды, °С	от -40 до +70
Диапазон температур окружающей среды для первичного преобразователя, °С	от -40 до +70
Диапазон температур окружающей среды для электронных блоков, °С	от -10 до +70
Средний срок службы, лет	14
Средняя наработка на отказ, ч	100000

Знак утверждения типа

наносится по центру титульного листа руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом и на электронный блок ИЗК-3 в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во	Примечание
Измеритель массы в составе:	СУ-5ДМ	1 шт.	-
Первичный преобразователь	ДЖС-7М	от 1 до 6 шт.	Согласно заказу
Блок искрозащиты	ИЗК-3	1шт.	-
Сенсорная панель	Samkoon SK-070	1шт.	-
Блок питания +24 В	MDR-20-24	1шт.	-
Руководство по эксплуатации	ТСОК.400000.011 РЭ	1экз.	-
Паспорт	ТСОК.400000.011 ПС	1 экз.	-
Методика поверки	МП 2302-0133-2020	1экз.	-

Поверка

осуществляется по документу МП 2302-0133-2020 «ГСИ. Измерители массы СУ-5ДМ. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 08.07.2020 г.

Основные средства поверки:

Установка измерительная УС-5 (модификаций УС-5а, УС-5б, УС-5с) систем измерительных СУ-5Д, пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы $\pm 0,2\%$, регистрационный номер 77815-20.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых измерителей с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к измерителям массы СУ-5ДМ

ТСОК.400000.011 ТУ «Измерители массы СУ-5ДМ. Технические условия»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Техносенсор» (ООО «Техносенсор»)
ИНН 7810066429

Адрес: 196105, г. Санкт-Петербург, Благодатная ул., д. 2, лит.А, пом. 48-Н/46, оф. 535

Телефон: +7(812) 369-91-64

Web-сайт: www.tsensor.ru

E-mail: technosensor@yandex.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7(812) 251-76-01

Факс: +7(812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Регистрационный номер RA.RU.311541 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии



А.В. Кулешов

«25» 09 2020 г.

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

УТВЕРЖДАЮ

И. о. генерального директора

ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

А.Н. Пронин



« 08 » июля 2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений


Измерители массы СУ-5ДМ

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

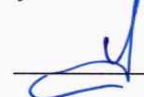
МП 2302-0133-2020

Руководитель научно-исследовательской
лаборатории государственных эталонов
в области измерений плотности и
вязкости жидкости (НИЛ 2302)
ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева»

НЕКЛЮДОВА А.А.
ЗАМ РУК НИЛ 2302
РАСПОРЯЖЕНИЕ 2302-1/2019
ОТ 15.04.2019 Г.

 А. А. Демьянов

Руководитель группы плотности

 А. В. Домостроев

Санкт-Петербург
2020 г.

СОДЕРЖАНИЕ

	стр.
1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ.....	3
2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ.....	3
3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	4
4 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ.....	5
5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ.....	5
6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	6
7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ.....	7
8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ.....	8
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	9

Настоящая методика поверки распространяется на измерители массы СУ-5ДМ, изготавливаемые ООО «Техносенсор», г. Санкт-Петербург, предназначенные для непрерывных измерений массы сжиженных углеводородных газов, газового конденсата, и светлых нефтепродуктов (бензина, керосина, дизельного топлива) в резервуарах автозаправочных станций, газонаполнительных станций и нефтебаз, а также в транспортных емкостях.

Метод поверки основан на непосредственном сличении результатов измерений массы нефтепродукта в резервуаре по данным измерителя массы СУ-5ДМ с показаниями установки измерительной УС-5 систем измерительных СУ-5Д, получаемыми при сливе/наливе нефтепродукта в резервуар.

Методикой предусмотрена возможность периодической поверки отдельных измерительных каналов измерителей массы СУ-5ДМ по письменному обращению заказчика с обязательным отражением этого в протоколе поверки и свидетельстве о поверке.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, указанные в табл. 1.1.

Табл. 1.1

Наименование операции	Номер пункта методики	Обязательность операции при:	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6.1	да	да
Опробование	6.2	да	да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.3	да	да
Определение метрологических характеристик	6.4	да	да

2 Средства поверки и вспомогательные материалы

При проведении поверки используются средства и вспомогательные материалы, указанные в табл. 2.1

Табл. 2.1.

Наименование	Номер пункта методики	Требуемые характеристики	Рекомендуемый тип
Термогигрометр	4	Диапазон измерения температуры: от 20°C до + 40°C, пределы допускаемой погрешности измерения температуры $\pm 0,3^\circ\text{C}$, Диапазон измерения относительной влажности: от 0 до 90%, пределы	ИВА-6Н

		допускаемой погрешности измерения относительной влажности: $\pm 2\%$.	
Установка для измерений массы нефтепродукта динамическим методом измерений при сливе/наливе нефтепродукта в резервуар	5, 6	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы $\pm 0,2\%$	установка измерительная УС-5 систем измерительных СУ-5Д, регистрационный номер 77815-20
горизонтальный или вертикальный цилиндрический резервуар с установленным первичным преобразователем ДЖС-7М поверяемого измерителя массы СУ-5ДМ;	5, 6	ГОСТ Р 54982-2012, ГОСТ 31385—2016, ГОСТ 17032-2010	
резервуар с нефтепродуктом или СУГ того-же сорта, для хранения которого предназначен резервуар с установленным первичным преобразователем ДЖС-7М и с использованием которого производилась градуировка измерителя массы СУ-5ДМ	5, 6	ГОСТ Р 54982-2012, ГОСТ 31385—2016, ГОСТ 17032-2010	
железнодорожная цистерна или автогазовоз, предназначенные для перевозки нефтепродуктов или сжиженных углеводородных	5, 6	ГОСТ 21561-76, ГОСТ 26098	

газов (СУГ) по ГОСТ Р 52087-2003, ГОСТ 20448-90, ГОСТ 21443-75			
шланги или металлорукава для подключения автомобильной или железнодорожной цистерны к трубной обвязке емкости (резервуара) для хранения нефтепродукта с установленным первичным преобразователем системы СУ-5Д и установки УС-5.	5, 6	ГОСТ - Р58621-2019	

Все применяемые средства измерений должны иметь действующие свидетельства о поверке.

Допускается применение других средств измерений и вспомогательных устройств с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками.

3 Требования безопасности и требования к квалификации оператора

При проведении поверки должны быть соблюдены общие правила техники безопасности в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.003, Правила безопасности при эксплуатации газового хозяйства, а также требования безопасности и меры предосторожности, указанные в эксплуатационной документации на применяемые средства поверки.

4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают следующие условия:
Температура окружающего воздуха от — 20 °С до + 40 °С:
Относительная влажность окружающего воздуха до 100 %.

5 Подготовка к поверке

Перед проведением поверки выполняют подключение подающих шлангов авто- или железнодорожной цистерны, или резервуара с нефтепродуктом последовательно к входу трубной обвязки установки УС-5, выход трубной обвязки установки поверочной УС-5 к входу трубной обвязки резервуара с нефтепродуктом или СУГ, на который установлен первичный измерительный преобразователь ДЖС-7М поверяемого измерителя массы СУ-5ДМ. Нефтепродукт, находящийся в подключаемом резервуаре, авто- или железнодорожной цистерне должен быть того же сорта, что и нефтепродукт, для хранения которого предназначен резервуар с установленным первичным преобразователем ДЖС-7М и с использованием которого производилась градуировка измерителя массы СУ-5ДМ.

Примечание: в случае поверки измерителя массы СУ-5ДМ, установленного на резервуар с сжиженным углеводородным газом (СУГ) линия паровозврата на время поверки должна быть отключена.

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре устанавливают:

- отсутствие видимых механических повреждений и дефектов первичных измерительных преобразователей ДЖС-7М, блока(-ов) искрозащиты ИЗК-3 и сенсорной панели Samkoon SK-070, не позволяющих провести поверку;
- отсутствие видимых механических повреждений и дефектов резервуара (-ов) и трубной обвязки, на которые установлены первичные измерительные преобразователи ДЖС-7М, а также отсутствие подтеков нефтепродукта в местах соединений;
- соответствие комплектности измерителя массы СУ-5ДМ требованиям эксплуатационной документации;
- читаемость и соответствие требованиям эксплуатационной документации подписей и обозначений.

6.2 Опробование

Проверяют исправную работу измерителя массы СУ-5ДМ в соответствии с требованиями Руководства по эксплуатации.

6.3 Подтверждение соответствия версии программного обеспечения измерителя массы СУ-5ДМ.

6.3.1 Идентификация ПО блока ИЗК-3 осуществляется по наименованию, номеру версии ПО и цифровому идентификатору ПО. Идентификационные данные ПО блока ИЗК- выводятся на экран сенсорной панели при нажатии кнопки «ИНФО», расположенной в правом верхнем углу основного рабочего окна (см. рис. 2).

Идентификация первичных преобразователей (датчиков) ДЖС-7М осуществляется по номеру версии ПО и цифровому идентификатору ПО. Идентификационные данные ПО датчиков ДЖС-7 - выводятся на экран сенсорной панели в окне «Поиск подключенных датчиков», при нажатии кнопки «*» (Конфигурация измерителя массы СУ-5ДМ), расположенной в левом верхнем углу основного рабочего окна. (см. рис. 3)

Идентификационные данные должны соответствовать указанным в таблице 3 руководства по эксплуатации и указанным в паспорте на оборудование.

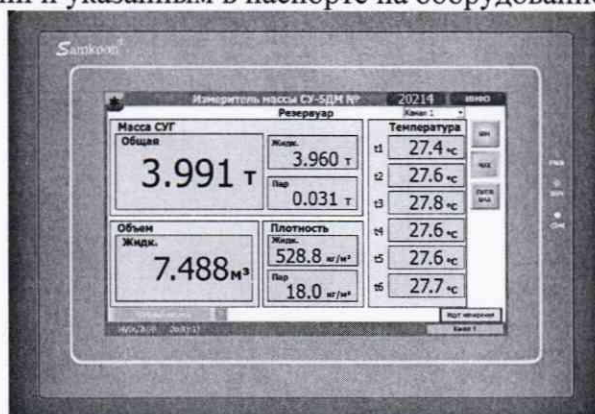


Рисунок 1. Основное рабочее окно сенсорной панели Samkoon SK-070

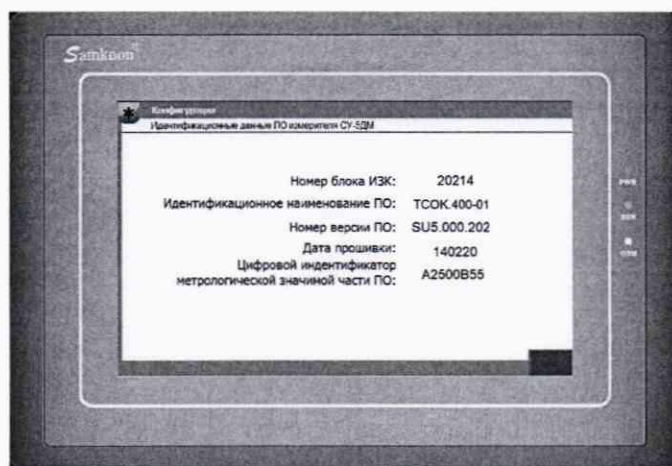


Рисунок 2. Вид окна идентификационных данных ПО блока ИЗК-3

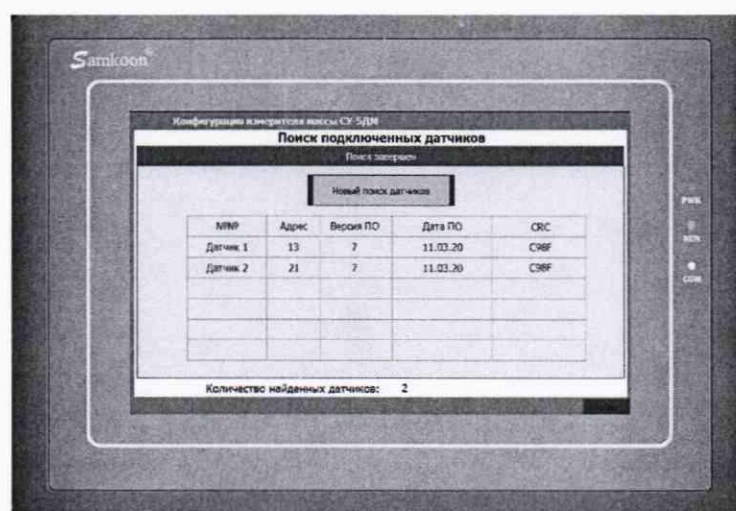


Рисунок 3. Вид окна идентификационных данных ПО датчиков ДЖС-7М

6.4 Определение метрологических характеристик

6.4.1. Поверка выполняется с использованием в качестве поверочной жидкости нефтепродукта того-же сорта, для хранения которого предназначен резервуар с установленным первичным преобразователем ДЖС-7М и с использованием которого производилась градуировка поверяемого измерителя массы СУ-5ДМ.

6.4.2 Перед началом поверки из резервуара должна быть откачена жидкая фаза нефтепродукта до технологического минимального уровня наполнения, соответствующего неизвлекаемому остатку нефтепродукта в резервуаре. Кран трубопровода возврата отпарного газа должен быть закрыт (для резервуаров с сжиженным углеводородным газом).

6.4.3 В соответствии с требованиями Руководств по эксплуатации на резервуар, авто- или железнодорожную цистерну производят подачу нефтепродукта в резервуар в количестве, достаточном для заполнения внутренних полостей всех подводящих трубопроводов и трубопроводов установки УС-5. Момент начала поступления нефтепродукта непосредственно в резервуар определяют по изменению показаний массы нефтепродукта в резервуаре отображаемым на сенсорной панели Samkoon SK-070 и отключают подачу. Поступивший в резервуар нефтепродукт (жидкую фазу) откачивают из резервуара.

6.4.4 Производят наполнение резервуара нефтепродуктом в количестве:

- для горизонтального цилиндрического резервуара - (30 ± 3) % от максимального технологического уровня вливания жидкой фазы нефтепродукта в горизонтальном резервуаре;
- для вертикального цилиндрического резервуара (17 ± 3) % от максимального технологического уровня вливания жидкой фазы нефтепродукта в вертикальном резервуаре.

6.4.5 Установку требуемого уровня нефтепродукта в резервуаре, соответствующего минимальному значению массы нефтепродукта в резервуаре, для которого выполняются требования по относительной погрешности измерителя 0,5%, осуществляют путем наполнения резервуара нефтепродуктом в соответствии с технологической картой трубопроводов АЗС, АГЗС или нефтебазы, на территории которой выполняется поверка измерителя массы СУ-5ДМ, из других резервуаров с аналогичным видом нефтепродукта или в процессе слива нефтепродукта из топливного заправщика или автогазовоза.

6.4.5 Наполнение резервуара нефтепродуктом осуществляют через установку УС-5. Контроль требуемого уровня вливания нефтепродукта в резервуаре выполняют по данным компьютера верхнего уровня операторной АЗС, АГЗС или нефтебазы. При достижении уровня жидкой фазы нефтепродукта в резервуаре требуемого значения (п.п.6.4.1.4.), наполнение резервуара нефтепродуктом останавливают.

Действительное значение массы первой порции перекаченного в резервуар нефтепродукта определяют по показаниям установки УС-5, кг и записывают в протокол поверки. Выжидают не менее 20 мин. с момента остановки подачи нефтепродукта и фиксируют результат измерения массы нефтепродукта в резервуаре по данным поверяемого измерителя массы СУ-5ДМ. Результат измерений массы считывают с сенсорной панели Samkoon SK-070 и записывают в протокол поверки.

6.4.6 Производят наполнение резервуара нефтепродуктом до уровня вливания, соответствующего (50 ± 5) % от максимального технологического уровня вливания жидкой фазы нефтепродукта в резервуаре. При достижении заданного значения уровня жидкой фазы нефтепродукта в резервуаре требуемого значения наполнение резервуара нефтепродуктом останавливают. Действительное значение массы второй порции перекаченного в резервуар нефтепродукта определяют по показаниям установки УС-5, кг и записывают в протокол поверки. Выжидают не менее 20 мин. с момента остановки подачи нефтепродукта и фиксируют результат измерения массы нефтепродукта в резервуаре по данным поверяемого измерителя массы СУ-5ДМ. Результат измерений массы считывают с сенсорной панели Samkoon SK-070 и записывают в протокол поверки.

6.4.7 Производят наполнение резервуара нефтепродуктом до уровня вливания, соответствующего (85 ± 5) % от максимального технологического уровня вливания жидкой фазы нефтепродукта в резервуаре. Действительное значение массы третьей порции перекаченного в резервуар нефтепродукта определяют по показаниям установки УС-5, кг и записывают в протокол поверки. Выжидают не менее 20 мин. с момента остановки подачи нефтепродукта и фиксируют результат измерения массы нефтепродукта в резервуаре по данным поверяемого измерителя массы СУ-5ДМ. Результат измерений массы считывают с сенсорной панели Samkoon SK-070 и записывают в протокол поверки.

7 Обработка результатов измерений

7.1. Результаты поверки признают положительными, если для всех трех точек измерений выполняется условие:

$$\frac{|m_{ci} - \sum M_{oi}|}{\sum M_{oi}} \cdot 100 \leq 0,5, \quad \%$$

где: m_{ci} - масса нефтепродукта в резервуаре для i -той точки измерений по данным поверяемого измерителя массы СУ-5ДМ, кг;

$\Sigma M_{\text{эi}}$ - суммарная масса партий нефтепродукта, перекачанного в резервуар для i -той точки измерений по данным установки поверочной измерительной УС-5.

8 Оформление результатов поверки

8.1 Результаты поверки измерителя массы СУ-5ДМ оформляют протоколом, форма которого приведена в приложении А.

8.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке измерителя массы СУ-5ДМ установленной формы.

8.3 При отрицательных результатах поверки измеритель массы СУ-5ДМ к эксплуатации не допускают, клеймо гасят, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности установленной формы.

8.4 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

ПРОТОКОЛ № ____
поверки измерителя массы СУ-5ДМ

Заводской № _____
 Дата выпуска _____
 Принадлежит _____
 Место проведения поверки _____
 Эталонная установка _____
 Модель _____
 Зав. № _____
 Поверочная жидкость _____
 Условия поверки:
 - давление, кПа _____
 - относительная влажность, % _____

Примечание:

Количество первичных преобразователей ДЖС-7М (измерительных каналов) и их заводские номера указаны в паспорте на измеритель массы СУ-5ДМ.

1. Результаты внешнего осмотра _____
2. Результаты опробования _____
3. Результаты проверки соответствия программного обеспечения _____
4. Результаты определения метрологических характеристик для каждого измерительного канала:

Резервуар:	Точка измерений	показания СУ-5ДМ	показания эталонной установки	Относительная погрешность
№ п/п: _____		кг	кг	%
Тип: _____	20 % (30 %)			
Зав. № _____	50 %			
ДЖС-7М зав. № _____	80 %			

Подпись лица, проводившего поверку _____

Дата проведения поверки _____