

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.

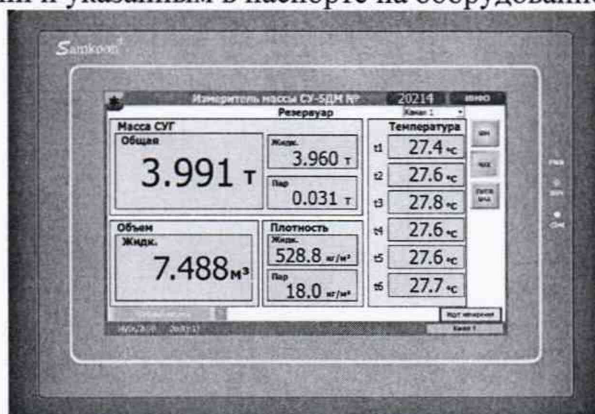


Рисунок 1. Основное рабочее окно сенсорной панели Samkoon SK-070

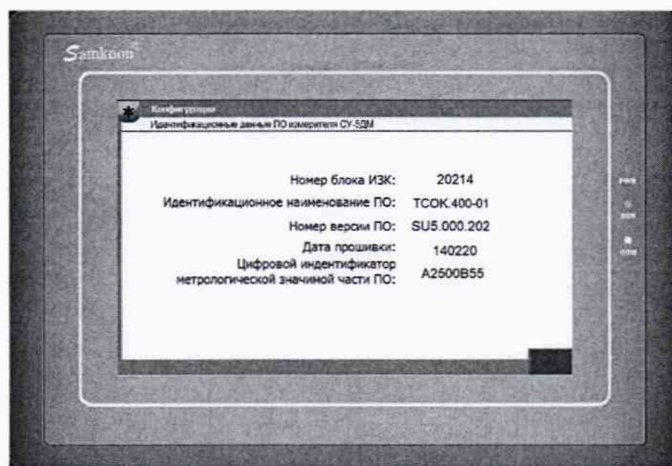


Рисунок 2. Вид окна идентификационных данных ПО блока ИЗК-3

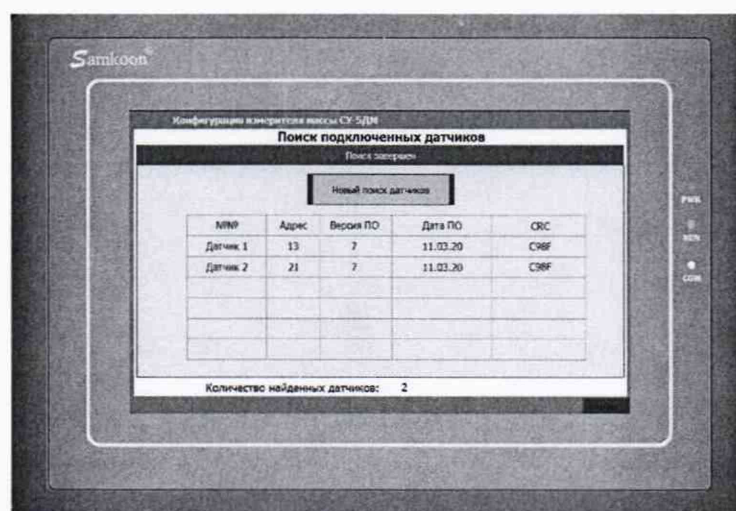


Рисунок 3. Вид окна идентификационных данных ПО датчиков ДЖС-7М

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 взлива жидкой фазы нефтепродукта в горизонтальном резервуаре;
- для вертикального цилиндрического резервуара (17 ± 3) % от максимального технологического уровня взлива 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 взлива 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 взлива, соответствующего (50 ± 5) % от максимального технологического уровня взлива 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 взлива, соответствующего (85 ± 5) % от максимального технологического уровня взлива 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:

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

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

$\Sigma M_{\omega i}$ - 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 _____