

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно - исследовательский институт расходомерии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию



А.С. Тайбинский

« 17 » июня 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1223

Методика поверки

МП 0428-14-2016

и.р. 65215-16

И.о. начальника НИО-14
по приказу № 70-к от 16.06.2016 г.

 И.Р. Ягудин

Тел.: (843) 299-72-00

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Ягудин И.Р., Загидуллин Р.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1223 (далее – система) и устанавливает объем, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок системы.

Интервал между поверками – 12 месяцев.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Подтверждение соответствия программного обеспечения системы	6.2	Да	Да
Внешний осмотр	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.5	Да	Да

2 Средства поверки

2.1. Трубопоршневая установка, применяемая в качестве рабочего эталона 1 или 2 разряда в соответствии с ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости», обеспечивающая проведение поверки и контроль метрологических характеристик счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модификации CMF 400 с измерительными преобразователями серии 2700 (далее – СРМ).

2.2 Средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки средств измерений (СИ), входящих в состав системы, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

2.3 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки неуказанные в НД, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции, обеспечивающие определение (контроль) метрологических характеристик с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми НД;

- в области пожарной безопасности – Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1,2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

– в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;

– в области охраны окружающей среды – Федеральный закон Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 29.12.2015 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

Характеристики системы и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие параметров измеряемой среды, указанным в таблице 2, проверяют по данным актов приема-сдачи нефтепродуктов.

Таблица 2 – Характеристики системы и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики	
	автомобильные бензины	дизельное топливо
Измеряемая среда		
Диапазон измерений расхода, т/ч (м ³ /ч)	от 56 (70) до 400 (563)	от 60 (70) до 400 (512)
Избыточное давление измеряемой среды, МПа:		
– рабочее		0,7
– минимально допустимое		0,5
– максимально допустимое		1,5
– расчетное		1,5
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерениях массы нефтепродуктов, %		±0,25
Режим работы системы	периодический, автоматизированный	
Параметры измеряемой среды		
Температура измеряемой среды, °С	от -20 до +30	от -5 до +40
Плотность измеряемой среды при рабочих условиях, кг/м ³	от 710 до 804	от 782 до 860
Кинематическая вязкость измеряемой среды при рабочих условиях, мм ² /с	от 1,5 до 2,2	от 1,2 до 9,0
Содержание свободного газа	не допускается	

5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы и НД на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав системы.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) системы.

6.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (далее – ИВК) проводят в соответствии с документом «Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Руководство оператора. РХ.7000.01.01 РО».

Для просмотра версии ПО, контрольной суммы и других сведений необходимо в строке меню выбрать «Контекстное меню» (3 вертикальных точки в правом верхнем углу

экрана), затем выбрать пункт «О программе». На экране появится окно со сведениями о ПО ИВК (Рисунок 1).

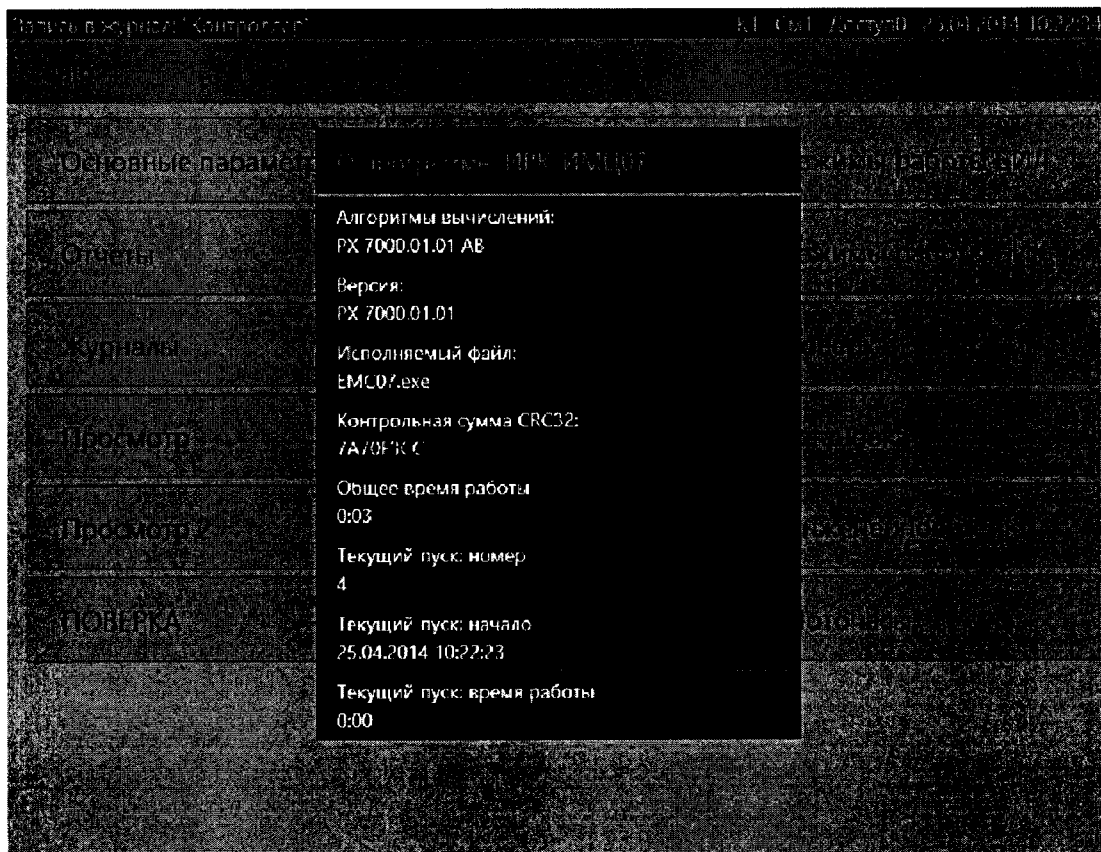


Рисунок 1

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора системы «Форвард» проводят в следующей последовательности:

– на главном окне программы необходимо нажать вкладку «О программе», находящуюся в левом верхнем углу экрана; в открывшемся окне приведены сведения о версии ПО;

– далее необходимо нажать вкладку «Модули»; в открывшемся окне приведены сведения о идентификационном наименовании модуля ПО и его контрольная сумма (Рисунок 2).

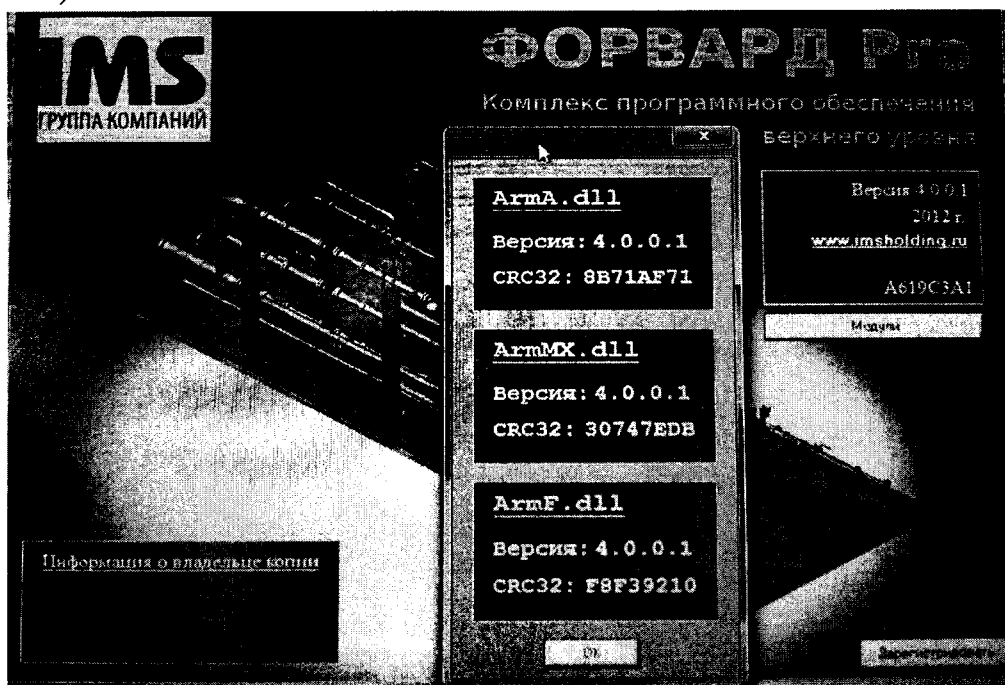


Рисунок 2

6.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность системы должна соответствовать технической документации;
- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, препятствующих их применению;
- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и соответствовать технической документации.

6.4 Опробование

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с НД на методику поверку СИ, входящих в состав системы.

6.4.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов системы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, возможность получения отчета.

6.4.3 Проверяют герметичность системы.

На элементах и компонентах системы не должно быть следов протечек нефтепродукта.

6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят, проверяя наличие действующих свидетельств о поверке на СИ, входящие в состав СИКН, в соответствии с НД, приведенными в таблице 3 с учетом требований, предъявляемых к системе.

Допускается проводить поверку отдельных технологических блоков системы.

Таблица 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Пределы допускаемой погрешности	НД
СРМ	относительной, при поверке на месте эксплуатации $\pm 0,25\%$ для рабочих СРМ; $\pm 0,2\%$ для контрольного СРМ и контрольно-резервных СРМ, применяемых в качестве контрольных	МИ 3189-2009 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management». Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки и поточного преобразователя плотности»; МИ 3272-2010 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным плотномером»; МИ 3288-2010 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики расходомеры массовые. Методика поверки комплектом компакт-прувера, преобразователя объемного расхода и поточного преобразователя плотности»; МИ 3313-2011 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки с помощью эталонного счетчика-расходомера массового»
Преобразователи давления измерительные 3051	основной приведенной, $\pm 0,065\%$	Документ «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г.

Окончание таблицы 3

Наименование СИ	Пределы допускаемой погрешности	НД
Датчики температуры 644	пределы допускаемого отклонения от НСХ сенсора $\pm 0,1$ °С; основной ИП, $\pm 0,03$ % от диапазона измерений для цифро-аналогового преобразования, $\pm 0,15$ °С для цифрового сигнала	Инструкция «Датчики температуры 644, 3144Р фирм Rosemount Inc. США, Emerson Process Management Temperature GmbH, Германия, Emerson Process Management Asia Pacific Pte LTD, Сингапур. Методика поверки», утвержденная ФГУП ВНИИМС в августе 2008 г.
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065 в комплекте с преобразователями измерительными Rosemount 644	пределы допускаемого отклонения сопротивления ТС от НСХ $\pm (0,15 + 0,002 t)$ °С; основной абсолютной, измерения и преобразования в температуру сигналов от ТС $\pm 0,15$ °С	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи из платины, меди и никеля. Методика поверки»; 12.5314.000.00 МП «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	абсолютной, при поверке на месте эксплуатации $\pm 0,3$ кг/м ³	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Контроллер программируемый SIMATIC S7-400	в соответствии с описанием типа в зависимости от применяемого измерительного модуля	МИ 2539-99 «Рекомендация. ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки»
ИВК	относительной, преобразования входных электрических сигналов в значение массы нефтепродукта $\pm 0,005$ %	МИ 3395-2013 (с изм. № 1 и № 2) «Рекомендация. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07. Методика поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	класс точности 0,6	5ШО.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки»
Термометры жидкостные стеклянные ASTM A300 «Labtex»	абсолютной, $\pm 0,2$ °С	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»

СИ, не участвующие в определении массы нефтепродуктов, или результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефтепродуктов, допускается калибровать в соответствии с действующими НД, приведенными в таблице 4.

Таблица 4

Наименование СИ	Пределы допускаемой погрешности	НД
Преобразователи давления измерительные 3051 (предназначенные для измерений дифференциального давления)	основной приведенной, $\pm 0,065 \%$	Документ «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г.
Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400	относительной, $\pm 0,3 \%$	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки»

6.5.2 Определение относительной погрешности системы при измерении массы нефтепродуктов.

В соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» при прямом методе динамических измерений относительную погрешность системы при измерении массы нефтепродуктов принимают равной относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов с применением СРМ.

Относительная погрешность системы при измерениях массы нефтепродуктов не должна превышать $\pm 0,25 \%$.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы по форме Приложения 1 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

- диапазон измерений массового расхода технологического блока автомобильных бензинов;
- диапазон измерений массового расхода технологического блока дизельного топлива;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов.

Если один из технологических блоков на момент поверки не эксплуатируется (законсервирован), либо на СИ, входящие в состав технологического блока, выданы извещения о непригодности, то в этом случае на оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают технологические блоки, которые прошли поверку и допускаются к применению.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.