

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

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

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию



А.С. Тайбинский

« 10 февраля 2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1231

Методика поверки

МП 0559-14-2017

Начальник НИО-14

Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань
2017

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Левина А.П.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1231 (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 инструкции	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 Рабочий эталон 1 разряда в соответствии с ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости» или ГОСТ 8.142-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового и объемного расхода (массы и объема) жидкости».

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

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 г. № 197-ФЗ (ред. 03.07.2016 г. с изменениями и дополнения, вступившими в силу с 03.10.2016 г.);

- в области промышленной безопасности – Федеральным законом от 21.07.97 г. № 116-ФЗ (ред. 02.06.2016 г.) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 г. № 101 (ред. 12.01.2015 г.) «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ от 27.12. 2012 г. № 784 «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»);

- в области пожарной безопасности – Федеральным законом от 21.12.1994 г. № 69-ФЗ (ред. 23.06.2016 г.) «О пожарной безопасности», Федеральным законом Российской

Федерации от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ (ред. 03.07.2016 г.) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановлением Правительства Российской Федерации от 25.04.2012 г. № 390 (ред. 06.04.2016 г.) «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 по охране труда при эксплуатации электроустановок» (утверждены Приказом Минтруда России от 24.07.2013 г. № 328н (ред. 19.02.2016 г.) «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»), Приказом Минэнерго РФ от 13.01.2003 г. № 6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»;

- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. 03.07.2016 г.) «Об охране окружающей среды», Федеральным законом от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ (ред. 03.07.2016 г.) «Об отходах производства и потребления».

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, указанных в таблице 2, проверяют по данным актов приема-сдачи нефтепродуктов.

Таблица 2 – Характеристики системы и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода измеряемой среды, м ³ /ч	от 400 до 4500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, %	±0,25
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	топливо дизельное ЕВРО по ГОСТ 32511-2013 (ЕН 590:2004) «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия»
Температура измеряемой среды, °С	от -5 до +30
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	
– минимальное	0,3
– рабочее	от 0,31 до 0,8
– максимально допускаемое	1,6
Плотность измеряемой среды при температуре +15 °С, кг/м ³	от 820 до 845
Вязкость кинематическая измеряемой среды при температуре +40 °С, мм ² /с (сСт)	от 2,0 до 4,5
Массовая доля воды, мг/кг, не более	200
Общее загрязнение, мг/кг, не более	24
Массовая доля серы, мг/кг, не более	10
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	периодический

5 Подготовка к поверке

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

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, входящие в состав системы, 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. Нефть, нефтепродукты. Преобразователи объемного расхода. РХ.7000.01.01 РО».

Для просмотра идентификационных данных ПО ИВК необходимо в меню «Основное меню» выбрать пункт «Просмотр 2». В меню «Просмотр 2» выбрать пункт «Версия программы». На экране появится окно с идентификационными данными ПО ИВК.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора «Rate АРМ оператора УУН» (далее - «Rate») проводят в соответствии с его руководством пользователя в следующей последовательности:

- включить программу «Rate»
- зайти в меню «Справка» → «О Программе»
- в появившемся диалоговом окне будут указаны идентификационные «Rate».

Результат подтверждения соответствия ПО считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО системы (идентификационное наименование ПО, номер версии, идентификационный номер ПО) соответствуют идентификационным данным, указанным в разделе «Программное обеспечение» описания типа.

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, ухудшающих внешний вид и 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 нефтепродуктов.

6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 3 с учетом требований, предъявляемых к системе.

Таблица 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД	Интервал между поверками, месяцы
Преобразователи расхода жидкости НТМ модели НТМ10 (далее – ТПР)	МИ 3287-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки»	12
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065 в комплекте с преобразователями измерительными Rosemount 3144Р	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи из платины, меди и никеля. Методика поверки» Документ 12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки» МИ 2672-2005 «ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения «В» фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания»	12
Преобразователи давления измерительные 2088	МП 4212-068-2015 «Преобразователи давления измерительные 2088. Методика поверки»	12
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП)	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3240-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»	12
ИВК	МИ 3395-2013 «Рекомендация. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ИМЦ-07». Методика поверки	12
Манометры избыточного давления показывающие для точных измерений МТИф	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»	12
Манометры цифровые ДМ500Вн	Документ 5ПЮ.283.342 МП «Манометры цифровые ДМ5002М, ДМ5002Вн. Методика поверки»	12
Термометры стеклянные лабораторные ТЛ-4м серии «Labtex» и термометр ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»	36

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.

Т а б л и ц а 4

Наименование СИ	НД	Интервал между калибровками, месяцы
Преобразователи давления измерительные 2051	МИ 4212-025-2013 «Преобразователи давления измерительные 2088. Методика поверки»	12
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки»	12

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов системой.

Определение относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов системой δM_B , %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» при косвенном методе динамических измерений и измерении объема нефтепродуктов с применением ТПР и плотности нефтепродуктов с применением ПП проводят по формуле

$$\delta M_B = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \times (\delta_p^2 + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_p^2) + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_V^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где δ_V – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефтепродуктов с применением ТПР, %;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \times \beta \times T_V}{1 + 2 \times \beta \times T_p}, \quad (2)$$

где β – коэффициент объемного расширения нефтепродуктов, $1/^\circ\text{C}$ (Приложение А ГОСТ Р 8.595);

T_p, T_V – температура нефтепродуктов на момент поверки при измерениях плотности и объема нефтепродуктов соответственно, $^\circ\text{C}$;

δ_p – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефтепродуктов с применением ПП, %, определяются по формуле

$$\delta_p = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\min}} \times 100 \quad (3)$$

где $\Delta \rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП, $\text{кг}/\text{м}^3$;

ρ_{\min} – нижний предел рабочего диапазона плотности нефтепродуктов, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\Delta T_p, \Delta T_V$ – абсолютные погрешности измерений температуры T_p, T_V , $^\circ\text{C}$;

δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности вычислений массы нефтепродуктов, %.

Относительная погрешность измерений массы нефтепродуктов системой 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 объемного расхода и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов.

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.