

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 ФГУП «ВНИИР»

А.С. Тайбинский
«4» июля 2017 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1225

Методика поверки

МП 0320-14-2015

с изменением № 1

Начальник ИИО-14 ФГУП «ВНИИР»

 Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань
2017

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Загидуллин Р.И., Ягудин И.Р.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1225 (далее – система), предназначенную для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефтепродуктов при проведении учетных операций между сдающей и принимающей сторонами, и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками – 12 месяцев.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 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 (ПО) 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 Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – ТПУ) с верхним пределом диапазона расхода $400 \text{ м}^3/\text{ч}$ и пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05 \%$.

2.2 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока $\pm 3 \text{ мкА}$ в диапазоне от 4,0 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов $\pm 5 \times 10^{-4} \%$ в диапазоне от 1,0 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке $\pm 2 \text{ имп.}$ в диапазоне от 20 до $5 \times 10^8 \text{ имп.}$

2.3 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки средств измерений (СИ) утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной методике поверки.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101), «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 г. № 784), а также другие действующие отраслевые нормативные документы (НД);

- правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;

- правилами технической эксплуатации электроустановок;

- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

4 Условия поверки

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

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

Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи нефтепродукта.

Т а б л и ц а 2 – Характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Изменяемая среда	Топливо дизельное ЕВРО по ГОСТ 32511-2013 (ЕН 590:2004) «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Диапазон измерений расхода, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$)	От 41 (50) до 320 (390)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта, %	$\pm 0,25$
Режим работы системы	Непрерывный
Параметры измеряемой среды	
Избыточное давление нефтепродукта, МПа	От 0,3 до 6,3
Температура нефтепродукта, °С	От минус 10 до плюс 40
Плотность нефтепродукта при 15 °С, $\text{кг}/\text{м}^3$	От 820 до 845
Кинематическая вязкость нефтепродукта при 40 °С, $\text{мм}^2/\text{с}$ (сСт)	От 2 до 4,5
Содержание серы, мг/кг, не более	10,0
Содержание воды, мг/кг, не более	200
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 ПО системы

6.2.1 Должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО измерительно-вычислительного комплекса ИМЦ-07 (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством оператора в следующей последовательности:

а) включить питание ИВК, если питание было выключено;

б) после включения питания и появления на дисплее ИВК окна программы войти в «контекстное меню» (3 точки в правом верхнем углу экрана), затем выбрать пункт «О программе». На экране появится окно со сведениями о ПО ИВК, контрольная сумма.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора «ГКС расход НТ» версия 3.0 проводят в следующей последовательности.

Для просмотра контрольной суммы метрологически значимой части ПО необходимо нажать в окне «Архив отчетов» на кнопку «CRC 32». На экране откроется панель рис. 1, содержащая информацию об имени файла и его контрольной сумме CRC32

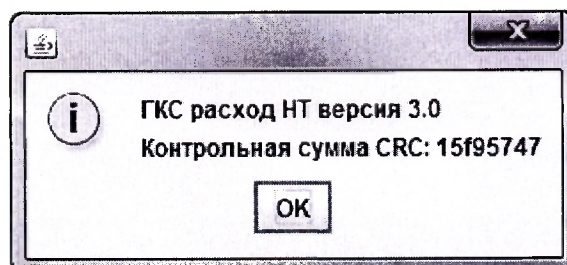


Рисунок – 1

6.2.4 Полученные результаты идентификации ПО системы должны соответствовать данным указанным в описании типа на систему.

В случае, если идентификационные данные ПО системы не соответствуют данным, указанным в описании типа на систему, поверку прекращают. Выясняют и устраняют причины, вызвавшие несоответствие. После чего повторно проверяют идентификационные данные ПО системы.

(Измененная редакция, Изм. №1)

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 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 поверку СИ, входящих в состав системы.

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

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.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 3 или другими действующими НД, утвержденными в установленном порядке.

Т а б л и ц а 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модификации CMF 400 с измерительным преобразователем 2700 (далее – СРМ)	МИ 3189-2009 «Рекомендация. ГСИ. Счётчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management». Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки или компакт-прувера и поточного преобразователя плотности»; МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»; МИ 3272-2010 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики – расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт - прuverом в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности».
Преобразователь плотности жидкости измерительный 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».
Преобразователи измерительные 644 и 3144Р	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки»; МИ 2470-00 «Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы FISHER-ROSEMOUNT, США. Методика периодической поверки».
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки».
Датчики давления типа КМ35 модели 4033 и 4433	МП 56680-14 «ГСИ. Датчики давления типа КМ35. Методика поверки»; МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки».
ИВК	МИ 3395-2013 «Рекомендация. ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-07». Методика поверки».
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 №1 и № 2	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки».
Манометр показывающий деформационный ДМ4	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки».
ТПУ	МИ 1972-95 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников»; МИ 3209-2009 «Инструкция. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки с помощью поверочной установки на базе эталонных мерников. Методика поверки»

Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 в блоке измерений показателей качества нефтепродуктов и датчики разности давления, предназначенные для измерений разности давления на фильтрах, неучаствующие в расчетных операциях подлежат калибровке или поверке.

При отсутствии методики калибровки допускается проводить калибровку данных СИ по методике поверки.

6.5.2 Определение относительной погрешности при измерении массы нефтепродукта.

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

Относительная погрешность при измерении массы нефтепродукта не должна превышать: $\pm 0,25\%$ (по рабочей и контрольно-резервной линии, применяемой в качестве резервной) и $\pm 0,20\%$ (по контрольно-резервной линии, применяемой в качестве контрольной).

Все операции, связанные с подготовкой и проведением поверки, выполняют в соответствии с НД на методики поверки, приведенными в таблице 3.

7 Оформление результатов поверки

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

(Измененная редакция, Изм. №1)

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