

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

«26» декабря 2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ

№ 1222

Методика поверки

МП 0660-9-2017

Начальник отдела НИО-9

К.А. Левин

Тел. отдела: (843)273-28-96

Казань
2017 г.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левин К.А., Ахметзянова Л.А.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1222 (далее – система), предназначенную для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефтепродуктов, поступающих по подводным трубопроводам при проведении учетных операций между сдающей и принимающей сторонами, и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

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 (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 Применяются средства поверки, указанные в документах на методики поверки соответствующих средств измерений (далее – СИ), перечисленных в таблице 4.

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.

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 130 до 464
Измеряемая среда	нефтепродукты (топливо дизельное) по ГОСТ 32511-2013 «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия»
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от минус 15 до плюс 40
Диапазон плотность измеряемой среды при 15 °С, кг/м ³	от 820 до 845
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды при 40 °С, сСт (мм ² /с)	от 2,0 до 4,5
Содержание серы, мг/кг, не более	10,0
Содержание воды, мг/кг, не более	200,0
Диапазон давления, МПа	от 0,01 до 1,6
- рабочее давление, МПа, не более	1,0
Режим работы	непрерывный

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 его руководством пользователя 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 вертикальных точки в правом верхнем углу экрана), затем выбрать пункт «О программе». На экране появится окно со сведениями о ПО ИВК, контрольная сумма рис. 1.

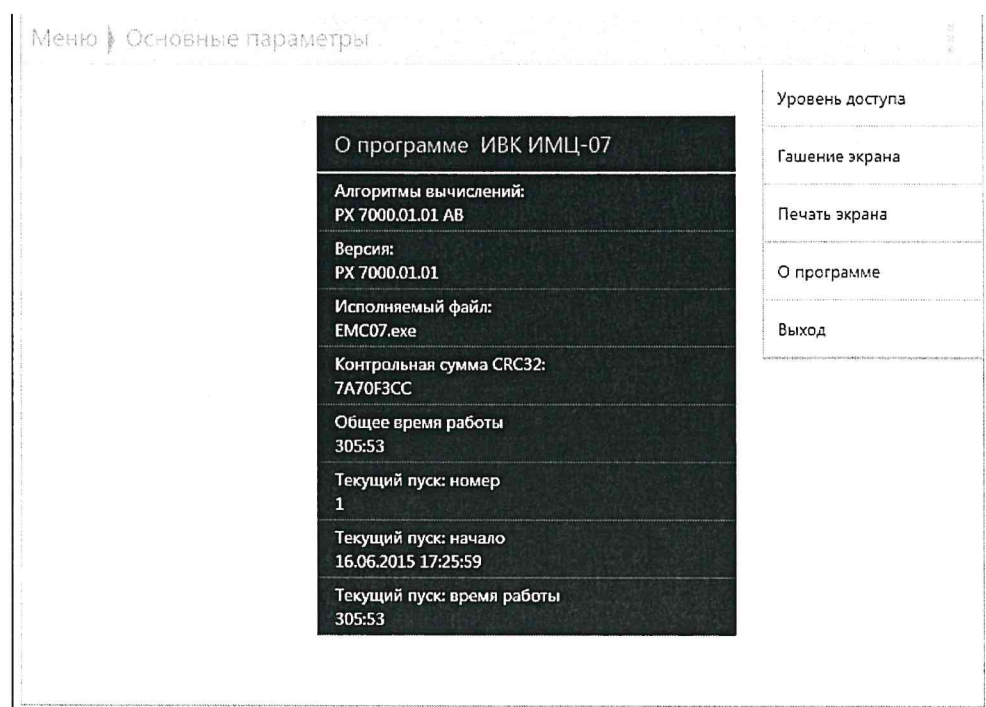


Рисунок 1.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора «ГКС Расход НТ» версия 2.0 проводят в следующей последовательности:

Для просмотра контрольной суммы ПО АРМ оператора необходимо нажать левой кнопкой мыши на эмблеме организации в правом верхнем углу экрана «рабочего стола». На экране откроется панель, содержащая информацию об имени файла и его контрольной сумме рис. 2.



Рисунок 2

6.2.3 Идентификационные данные ПО системы должны соответствовать сведениям, приведенным в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО системы

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИМЦ-07	АРМ оператора «ГКС Расход НТ»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	PX 7000.01.01	2.0
Цифровой идентификатор ПО	7A70F3CC	КМХ МПР по ТПУ: КМХ_TPU.bmo – AA684B72; КМХ МПР по КИР КМХ_KPR.bmo – A5649893; Поверка МПР по ТПУ: mi3151measure.fct – 9BC87415

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 4, согласно Инструкции по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефтепродуктов №1222 ПСП «Антипинский НПЗ-ДТ» или другими действующими НД, утвержденными в установленном порядке.

Таблица 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
Расходомер массовый Promass 83 F (далее – СРМ)	МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»; ГСИ. Расходомеры массовые Promass. Методика поверки.
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП)	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 3240-2009 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки».

Окончание таблицы 4

Наименование СИ	НД
Преобразователи измерительные Rosemount 3144P	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	ГОСТ Р 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270, Метран-270-Ех	271.01.00.000 РЭ «Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270, Метран-270-Ех. Руководство по эксплуатации»
Преобразователи давления измерительные 3051	МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденная ФГУП ВНИИМС в феврале 2010г.
Датчики давления Метран-150	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки».
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07	МИ 3395-2013 «Рекомендация. ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-07». Методика поверки».
Контроллеры программируемые Simatic S7-400 комплекте с устройством распределенного ввода-вывода Simatic ET200	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки»
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	МП 48218-11 «ГСИ. Расходомеры ультразвуковые UFM 3030, UFM 3030-300, UFM 500-030, UFM 500-300. Методика поверки»
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки».
Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	5Ш0.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки».
Манометр для точных измерений МТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки».
Манометр деформационный с трубчатой пружиной серии 3	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки».
Манометры деформационные дифференциального давления 7	МП 25511-0022-2013 «Манометры деформационные дифференциального давления серии 7. Методика поверки»

Расходомер ультразвуковой UFM 3030 в блоке измерений показателей качества нефтепродуктов, и датчики разности давления, предназначенные для измерений разности давления на фильтрах, 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 4.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы по форме приложения 1 Приказа Минпромторга России от 02 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

7.3 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.