

Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно - исследовательский институт расходометрии»  
(ФГУП «ВНИИР»)

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ЦИ СИ –  
Первый заместитель директора  
по научной работе –  
Заместитель директора по качеству  
ФГУП «ВНИИР»

В.А. Фафурин

« 29 » мая 2015 г.

## ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов  
ПСП «Юргамыш» № 925

Методика поверки

МП 0260-14-2015

1.р. 61889-15

Казань  
2015 г.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Ягудин И.Р.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефтепродуктов ПСП «Юргамыш» № 925 (далее – система), предназначенную для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефтепродуктов, поступающих по промысловым 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.

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 трубопоршневая Сапфир НГИ (далее – ТПУ) II-го разряда с диапазоном расхода от 10 до 300 м<sup>3</sup>/ч.

2.2 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока  $\pm 3$  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  $\pm 2$  имп. в диапазоне от 20 до  $5 \times 10^8$  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
Измеряемая среда	нефтепродукты по ГОСТ Р 52368-2005 «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия»
Диапазон расхода через СИКН, т/ч:	
– минимальный	214
– максимальный	477
Диапазон кинематической вязкости при 40 °C, сСт (мм <sup>2</sup> /с)	от 2 до 4,5
Диапазон плотности при 15 °C, кг/м <sup>3</sup>	от 820 до 845
Диапазон температуры, °C	от минус 5 до 40
Содержание серы, мг/кг, не более	10,0
Содержание воды, мг/кг, не более	200,0
Диапазон давления, МПа	от 1,0 до 4,0
Рабочее давление, МПа	от 1,2 до 1,8
Режим работы	периодический
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, %	± 0,25

#### 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.

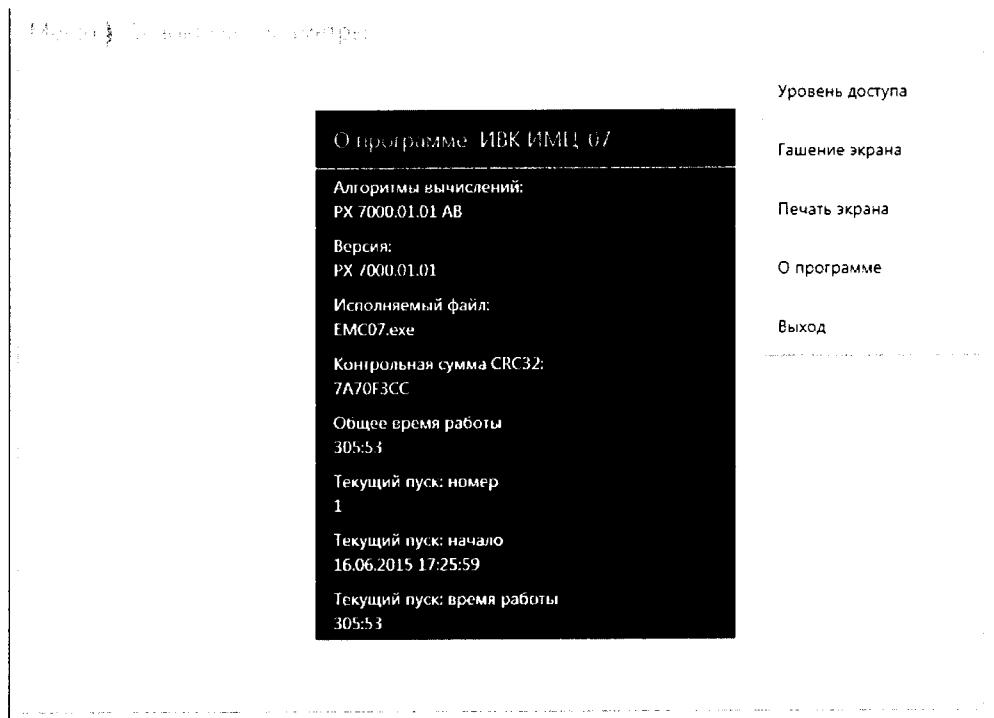


Рисунок 1.

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 вернем углу экрана «рабочего стола». На экране откроется панель, содержащая информацию об имени файла и его контрольной сумме рис. 2.

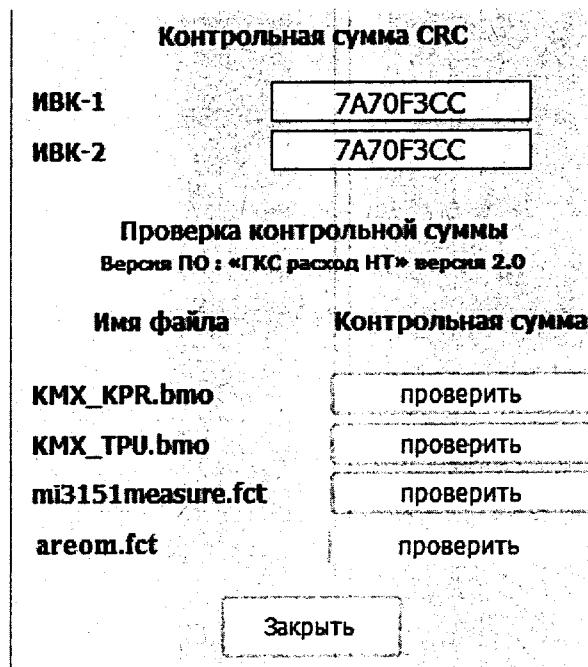


Рисунок 2

Полученные идентификационные данные сравнивают с данными, указанными в описании типа на систему.

### 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 поверхку 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 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности». МИ 3189-2009 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики – расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management». Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки и поточного преобразователя плотности».
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».
Преобразователь измерительный 3144Р	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. 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 с унифицированным выходным сигналом Метран-2700	МП 4211-018-2013 «Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-2700. Методика поверки».

*Окончание таблицы 3*

Наименование СИ	НД
Преобразователь давления измерительный 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки». «ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки».
Датчик давления Метран-150	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки».
Измерительно-вычислительный комплекс ИМЦ-07	МИ 3395-2013 «Рекомендация. ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-07». Методика поверки».
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №1 и № 2	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки».
Манометр показывающий для точных измерений МПТИ, МТИф	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопищащие. Методика поверки».
ТПУ	МИ 1972-95 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников». МИ 2974-2006 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором».

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

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 ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений».

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006.