

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

30 июня 2015 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА
НЕФТЕПРОДУКТОВ ТАМАНСКОГО НЕФТЯНОГО ТЕРМИНАЛА

Методика поверки

МП 0284-14-2015

1.р. 61742-15

Казань
2015

1 РАЗРАБОТАНА	ФГУП "ВНИИР"
ИСПОЛНИТЕЛИ	Груздев Р.Н., Фаткуллин А.М.
2 УТВЕРЖДЕНА	ФГУП "ВНИИР"
3 ВВЕДЕНА	ВПЕРВЫЕ

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефтепродуктов Таманского нефтяного терминала (далее – система) и устанавливает объём, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок системы.

Интервал между поверками – 12 месяцев.

1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

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 Установка поверочная FMD, максимальный объёмный расход 2000 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности 0,99 ± 0,05 % со счетчиком (преобразователем) жидкости лопастным Dу 16".

2.2 Калибратор многофункциональный модели ASC300-R с внешними модулями АРМ015РГНГ и АРМ03КРАНГ, нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности ± 0,025 % от верхнего предела измерений.

2.3 Калибратор температуры АТС-R модели АТС 156 (исполнение В), диапазон воспроизводимой температуры от минус 27 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,04 °С.

2.4 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока ± 3 мкА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов ± 5×10⁻⁴ % в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп. в диапазоне от 20 до 5×10⁸ имп.

2.5 Установка пикнометрическая, диапазон измерений плотности от 650 до 1100 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,1 кг/м³.

2.6 Допускается использование других средств поверки с характеристиками, не уступающими указанным.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Федеральным законом "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" № 116-ФЗ от 21.07.1997 г.;
 - "Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности";
 - руководством по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", утвержденным Приказом № 784 от 27.12.2012 г.;
 - правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации;
 - "Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей";
 - ПОТ Р М-016-2001 (РД 153.34.0-03.150-00) "Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок".

4 Условия поверки

4.1 При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов на методики поверки средств измерений, входящих в состав системы.

4.2 При проведении поверки в условиях испытательной лаборатории, должны соблюдаться условия в соответствии с ГОСТ 8.395–80 "ГСИ. Нормальные условия измерений при поверке. Общие требования":

- температура окружающего воздуха, °С от 15 до 25;
 - атмосферное давление, кПа от 96 до 106;
 - относительная влажность, % от 30 до 80.

4.2 При поверке на месте эксплуатации системы параметры системы и характеристики нефтепродуктов должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики			
Диапазон динамических измерений массы для мазутов, т/ч	От 200 до 5000			
Диапазон динамических измерений массы для вакуумного газойля, т/ч	От 200 до 2000			
Содержание свободного газа	Отсутствует			
Измеряемая среда	Мазут М-40	Мазут М-100	Мазут крекинговый М-100	Вакуумный газойль
Температура измеряемой среды, °C	От 45 до 60	От 60 до 70	От 60 до 70	От 45 до 70
Плотность измеряемой среды при температуре 45 °C, кг/м ³	От 895 до 955	-	-	От 850 до 933
Плотность измеряемой среды при температуре 60 °C, кг/м ³	-	От 900 до 970	От 900 до 990	-

Окончание таблицы 2

Наименование характеристики	Значение характеристики			
Вязкость кинематическая при температуре измеряемой среды, сСт	Не более 348	Не более 358	Не более 358	От 5 до 60
Массовая доля воды, %, не более	1,0	1,0	1,0	-
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,5	1,0	1,0	-
Массовая доля серы, %	Не более 3,0	Не более 3,0	От 0,5 до 3,0	-
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	От 0,9 до 1,3			

5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы и нормативными документами на методики поверки средств измерений, входящих в состав системы.

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации

6.1.1 Проверяют:

- наличие действующих свидетельств о поверке средств измерений, входящих в состав системы;
- наличие эксплуатационно-технической документации на средства измерений, входящие в состав системы.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения системы

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

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного "ИМЦ-03" проводят в соответствии с его руководством оператора в следующей последовательности:

- включают питание комплекса измерительно-вычислительного "ИМЦ-03", если оно было выключено;
- в меню "Основное меню" выбирают пункт "Просмотр 2";
- в появившемся окне выбирают пункт "Версия программы" и нажимают клавишу "Enter";
- в появившемся окне приведены идентификационные данные ПО.

6.2.3 Определение идентификационных данных "АРМ оператора ПО "ФОРВАРД" проводят в соответствии с руководством пользователя на "АРМ оператора ПО "ФОРВАРД" в следующей последовательности:

- на рабочем столе "АРМ оператора ПО "ФОРВАРД" нажимают на вкладку

"О программе", находящейся в левом верхнем углу экрана;

- в появившемся окне приведены сведения о версии ПО.

6.2.4 Идентификационные данные ПО системы должны соответствовать сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.3 Внешний осмотр

6.3.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность системы должна соответствовать инструкции по эксплуатации системы;
- 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 нормативными документами на поверку средств измерений, 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 средств измерений, входящих в состав системы, проводят в соответствии с нормативными документами, приведенными в таблице 3 с учетом требований, предъявляемых к системе.

Таблица 3

Наименование средства измерений	Нормативный документ
Преобразователь расхода жидкости ультразвуковой DFX-MM	МИ 3265–2010 "Рекомендация. ГСИ. Ультразвуковые преобразователи расхода. Методика поверки на месте эксплуатации"
Датчик температуры 644	МИ 2672–2005 "Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии ATC-R исполнения "B" фирмы AMETEK Denmark A / S, Дания". Инструкция "ГСИ. Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки", утверждена ФГУП "ВНИИМС" в августе 2008 г.

Продолжение таблицы 3

Наименование средства измерений	Нормативный документ
Преобразователь давления измерительный модели ЕЈА	<p>МИ 1997–89 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки".</p> <p>МИ 2596 – 2000 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователь давления измерительные ЕЈА. Методика поверки"</p>
Преобразователь давления измерительный 3051	МИ 1997–89 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки"
Комплекс измерительно-вычислительный "ИМЦ-03"	МИ 3311 – 2011 "Рекомендация. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные "ИМЦ-03". Методика поверки"
Манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3	МИ 2124–90 "Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, моновакуумметры, напоромеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки"
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 "Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки"
Установка поверочная FMD	<p>МИ 1972–95 "Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников"</p> <p>МП 2550-0163-2011 "Установки поверочные FMD. Методика поверки" утвержденная ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева" 03.03.2011 г.</p>
Счетчик (преобразователь) жидкости лопастной Dy 16"	МИ 3287–2010 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объёмного расхода. Методика поверки"
Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835	<p>МИ 2816–2012 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации".</p> <p>МИ 3240–2009 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные фирмы "THE SOLARTRON ELECTRONIC GROUP LTD" (Великобритания). Методика поверки"</p>

Окончание таблицы 3

Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	МИ 3121–2008 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки"
Влагомер нефти AGAR OW серии OW-300 модели 301	Инструкция "Влагомеры нефти AGAR OW фирмы "AGAR CORPORATION, Inc", (США). Методика поверки", утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР в ноябре 2009 г.
Преобразователи измерительные 3144Р	Инструкция. ГСИ. Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки. ВНИИМС, октябрь 2004 г.

Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный УРСВ ВЗЛЕТ МР в блоках измерений показателей качества, манометры, преобразователи давления, предназначенные для измерения разности давления на фильтрах, подлежат калибровке по методике поверки, в случае отсутствия методики калибровки.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов системой проводят расчетным методом по ГОСТ Р 8.595–2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений".

6.5.2.1 При косвенном методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы нефтепродуктов системой δm , %, вычисляют по формуле

$$\delta m = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_v^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

где δV - относительная погрешность измерений объема, %;
 $\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности, %;
 ΔT_p , ΔT_v - абсолютные погрешности измерений температуры при измерениях плотности и объема соответственно, $^{\circ}\text{C}$;
 β - коэффициент объемного расширения, определяют по приложению А ГОСТ Р 8.595, 1/ $^{\circ}\text{C}$;
 δN - пределы допускаемой относительной погрешности счета импульсов комплекса измерительно-вычислительного "ИМЦ-03", %;
 G - коэффициент, вычисляют по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_p}; \quad (2)$$

где T_v, T_p - температура нефтепродуктов при измерении объема и плотности соответственно, $^{\circ}\text{C}$.

6.5.2.2 Относительную погрешность измерений плотности нефтепродуктов вычисляют по формуле

$$\delta_\rho = \frac{\Delta_\rho}{\rho_{\min}} \times 100, \quad (3)$$

где Δ_ρ - абсолютная погрешность измерений плотности, kg/m^3 ;

ρ_{\min} - минимальное значение плотности в системе, кг/м³.

6.5.2.3 Результат вычисления относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов системой при предельных значениях параметров нефтепродуктов приведен в приложении А.

6.5.2.4 Относительная погрешность измерений массы нефтепродуктов не должна превышать $\pm 0,25 \%$.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы в соответствии с требованиями правил по метрологии ПР 50.2.006–94 ГСИ. Поверка средств измерений. Организация и порядок проведения.

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.

Приложение А
(Справочное)
Расчет относительной погрешности измерений массы
нефтепродуктов

A.1 Результат вычислений относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов системой измерений количества и показателей качества нефтепродуктов Таманского нефтяного терминала приведен в таблице А.1.

Таблица А.1

Наименование показателя	Значение
Относительная погрешность измерений объема нефтепродуктов, δv , %	0,15
Абсолютная погрешность измерений температуры, ΔT_p , °C	0,2
Температура нефти в БИК, T_p , °C	45,0
Абсолютная погрешность измерений температуры, ΔT_v , °C	0,2
Температура нефтепродуктов в БИЛ, T_v , °C	70,0
Абсолютная погрешность измерений плотности, $\Delta \rho$, кг/м ³	0,30
Минимальное значение плотности, ρ_{\min} , кг/м ³	850
Относительная погрешность измерений плотности, $\delta \rho$, %	0,04
Коэффициент объемного расширения нефтепродуктов, 1/ °C	0,00081
Предел допускаемой относительной погрешности контроллера измерительного FloBoss S600+, δN , %	0,025
Коэффициент G	1,03775
Относительная погрешность измерений массы, δm , %	0,17

A.2 Относительная погрешность измерении массы нефтепродуктов системой измерений количества и показателей качества нефтепродуктов Таманского нефтяного терминала не превышает $\pm 0,25\%$.