

одан 743.

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

«31» октября 2017 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА

НЕФТЕПРОДУКТОВ № 708

Методика поверки

МП 0664-14-2017

Начальник НИО-14

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'R.N. Gruzdev', is written over a horizontal line.

Р.Н. Груздев

Тел. (843) 299-70-52

Казань  
2017

1 РАЗРАБОТАНА	ФГУП «ВНИИР»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Фаткуллин А.М.
2 УТВЕРЖДЕНА	ФГУП «ВНИИР»
3 ВВЕДЕНА	ВПЕРВЫЕ

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и (или) распространен без разрешения ФГУП «ВНИИР».

Настоящая методика поверки предназначена для осуществления поверки средства измерений единичного производства «Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 708» (далее – система) и устанавливает методику её первичной и периодической поверок.

Первичная поверка системы выполняется согласно части 1 ст. 13 Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ и приказа Минпромторга России от 2 июля 2015 г. №1815 до ввода её в эксплуатацию, а также после её ремонта.

Периодическая поверка системы выполняется в процессе её эксплуатации.

Методика поверки разработана в соответствии с требованиями РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения».

Интервал между поверками – 12 месяцев.

## **1 Операции поверки**

1.1 При проведении поверки системы выполняют операции поверки:

- внешний осмотр (6.1);
- подтверждение соответствия программного обеспечения (6.2);
- опробование (6.3);
- определение (контроль) метрологических характеристик (6.4);
- контроль относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов (6.4.1).

1.2 Поверку системы прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

## **2 Средства поверки**

2.1 Рабочий эталон 1-го разряда по ГОСТ 8.510–2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости».

Установки поверочные СР, СР-М модификация установка поверочная СР, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 27778-15, диапазон расхода измеряемой среды от 3,972 до 3972 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ±0,05 % (далее – ТПУ).

2.2 Рабочий эталон 1-го разряда по ГОСТ 8.024-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений плотности», диапазон измерения от 700 до 1700 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой абсолютной погрешности ±0,10 кг/м<sup>3</sup>.

2.3 Другие эталоны, средства поверки, приведенные в методиках поверки средств измерений, входящих в состав системы.

2.4 Допускается применение эталонов, средств поверки, не приведенных в перечне, но обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

### 3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые нормативными, правовыми документами:

- «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;

- правила безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенные в их эксплуатационной документации;

- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок», утвержденные приказом Минтруда России от 24 июля 2013 г. № 328н;

- «Правила устройства электроустановок (ПУЭ) потребителей».

### 4 Условия поверки

При проведении поверки системы характеристики системы, измеряемой среды должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 1.

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение
Диапазон динамических измерений массы нефтепродукта, т/ч ( $\text{м}^3/\text{ч}$ )	от 427 до 3150 (от 600 до 3600)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта, %	$\pm 0,25$
Количество измерительных линий, шт.	3 (две рабочие, одна контрольно-резервная)
Избыточное давление, МПа: - рабочее - минимальное - максимальное	1,4 0,4 1,6
Измеряемая среда	топливо дизельное по ГОСТ Р 52368 (ЕН 590:2004) <sup>1)</sup> , ГОСТ 32511 (ЕН 590:2009) <sup>2)</sup> , ГОСТ 305 <sup>3)</sup> , бензины прямогонные по ТУ или СТО заводов-изготовителей, прочие легкие и средние дистилляты
Температура измеряемой среды, °С	от 0 до +35
Плотность измеряемой среды при температуре 15°С и избыточном давлении равном нулю, $\text{кг}/\text{м}^3$	от 700,0 до 863,4
Вязкость кинематическая измеряемой среды при температуре 20°С, $\text{мм}^2/\text{с}$	от 0,2 до 6,0
Содержание свободного газа	не допускается

### Окончание таблицы 1

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока трехфазное, В - напряжение переменного тока однофазное, В - частота переменного тока, Гц	380 ± 38 220 ± 22 50 ± 1
Условия эксплуатации: - температура наружного воздуха, °С - температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование, °С - относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование, % - атмосферное давление, кПа	от -24 до +41 от +10 до +35 от 30 до 80 от 84 до 106
Средний срок службы, год, не менее	10
Примечания: 1) ГОСТ Р 52368-2005 (ЕН 590:2004) «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия». 2) ГОСТ 32511-2013 (ЕН 590:2009) «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия». 3) ГОСТ 305-2013 «Топливо дизельное. Технические условия».	

## 5 Подготовка к поверке

Подготовку эталонов, средств поверки и системы осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

## 6 Проведение поверки

### 6.1 Внешний осмотр

6.1.1 При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид.

6.1.1.1 Комплектность системы должна соответствовать её описанию типа.

6.1.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих её применению и проведению поверки;

- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации;

- средства измерений, входящие в состав системы, должны быть поверены и иметь свидетельства о поверке и (или) записи в паспорте (формуляре) средств измерений, заверяемых подписью поверителя и знаком поверки и (или) пломбы, несущие на себе знак поверки, в соответствии с их методикой поверки и (или) МИ 3002–2006 «Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

Средства измерений, входящие в состав системы, поверяют в соответствии с методиками поверки, приведенными в приложении А.

6.1.2 Система, не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

### 6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения

6.2.1 Для подтверждения соответствия программного обеспечения системы

осуществляют проверку идентификационных данных программного обеспечения системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных метрологически значимой части программного обеспечения осуществляют в соответствии с руководством пользователя на программное обеспечение системы.

6.2.3 Идентификационные данные программного обеспечения системы должны соответствовать сведениям, приведенным в описании типа на систему.

### 6.3 Опробование

6.3.1 Опробуют систему путем увеличения или уменьшения скорости потока (расхода) нефтепродукта в пределах рабочего диапазона измерений.

Результаты опробования считают удовлетворительными, если при увеличении или уменьшении скорости потока (расхода) нефтепродукта соответствующим образом изменялись показания на мониторе компьютера автоматизированного рабочего места оператора системы и на дисплее контроллера.

6.3.2 Проверяют герметичность гидравлической схемы системы.

Проверку герметичности системы проводят согласно эксплуатационной документации на систему.

Система считается выдержавшим проверку, если на элементах и компонентах системы нет протечек нефтепродукта или снижения давления в системе.

### 6.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

#### 6.4.1 Контроль относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов

6.4.1.1 Определение относительной погрешности системы при измерениях массы нефтепродукта осуществляют в соответствии с ГОСТ Р 8.595–2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

По ГОСТ Р 8.595 (5.8.3) при косвенном методе динамических измерений пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта  $\delta_m$ , %, вычисляют по формуле

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

- где  $\delta V$  - относительная погрешность измерений объема нефтепродукта, %;
- $\delta \rho$  - относительная погрешность измерений плотности нефтепродукта, %;
- $\Delta T_p$ ,  $\Delta T_v$  - абсолютные погрешности измерений температуры нефтепродукта при измерениях его плотности и объема соответственно, °С;
- $\beta$  - коэффициент объемного расширения нефтепродукта, определяют по ГОСТ Р 8.595 (Приложение А), 1/°С;
- $\delta N$  - предел допускаемой относительной погрешности устройства

- обработки информации или контроллера (из свидетельства об утверждении типа или свидетельства о поверке), %;
- G - коэффициент, вычисляемый 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 нефтепродукта при измерениях его объема и плотности соответственно, °С.

Относительную погрешность измерений плотности нефтепродукта  $\delta\rho$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho_{\min}} \cdot 100, \quad (3)$$

- где  $\Delta\rho$  - абсолютная погрешность измерений плотности нефтепродукта, кг/м<sup>3</sup>;
- $\rho_{\min}$  - минимальное значение плотности нефтепродукта в системе, кг/м<sup>3</sup>.

6.4.1.2 Результат вычислений по формуле (1) выражают двумя значащими цифрами в соответствии с СТ СЭВ 543-77 «Числа. Правила записи и округления». Сохраняемую значащую цифру в относительной погрешности измерений массы нефтепродукта при округлении увеличивают на единицу, если отбрасываемая цифра не указываемого младшего разряда больше либо равна пяти, и не изменяют, если она меньше пяти в соответствии с ГОСТ Р 8.736-2011 «ГСИ. Измерения прямые многократные. Методы обработки результатов измерений. Основные положения».

Структура образования относительной погрешности измерения массы нефтепродукта по формуле (1) при предельных значениях параметров нефтепродуктов в системе приведен в приложении Б.

6.4.1.3 Результат поверки признают положительным, если значение относительной погрешности измерений массы нефтепродукта системой не превышает  $\pm 0,25$  %.

## 7 Оформление результатов поверки

7.1 Положительные результаты поверки удостоверяются свидетельством о поверке и (или) записью в паспорте (формуляре), заверяемой подписью поверителя и знаком поверки.

7.2 Особенности конструкции системы не позволяют нанести знак поверки непосредственно на систему. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке или на паспорт (формуляр) системы.

7.3 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют, гасят знак поверки и выдают извещение о непригодности с указанием причин.

**Приложение А**  
**(рекомендуемое)**  
**Поверка средств измерений, входящих в состав системы**

А.1 Поверку средств измерений, входящих в состав системы и предназначенных для измерений нескольких величин или имеющих несколько поддиапазонов измерений, но используемых для измерений меньшего числа величин или на меньшем числе поддиапазонов, или в более узком диапазоне измерений, допускается проводить на основании письменного заявления владельца системы, оформленного в произвольной форме.

А.2 На месте эксплуатации системы осуществляют поверку средств измерений:

- преобразователи расхода турбинные НТМ12 (далее – ПР);

- преобразователи плотности жидкости измерительные моделей 7835, 7845, 7847 модификации 7835 (далее – ПП).

А.3 Поверку ПР осуществляют на месте эксплуатации системы по документу МИ 3380-12 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой».

А.4 Поверку ПП осуществляют на месте эксплуатации системы по документу МИ 2816-2012 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации».

А.5 Поверку других средств измерений, входящих в состав системы, осуществляют по документам, приведенным в их описании типа.



**Приложение Б**  
**(справочное)**  
**Структура образования относительной погрешности измерений**  
**массы нефтепродукта**

Б.1 Структура образования относительной погрешности измерений массы нефтепродукта по формуле (1) при предельных значениях параметров нефтепродукта в системе приведена в таблице Б.1.

Таблица Б.1

Наименование показателя	Значение
Относительная погрешность измерений объема, $\delta v$ , %	0,15
Абсолютная погрешность измерений температуры нефтепродукта при измерении плотности, $\Delta T_p$ , °C	0,2
Температура нефтепродукта при измерении плотности, $T_p$ , °C	0,0
Абсолютная погрешность измерений температуры нефтепродукта при измерении объема, $\Delta T_v$ , °C	0,2
Температура нефтепродукта при измерении объема, $T_v$ , °C	35,0
Абсолютная погрешность измерений плотности, $\Delta \rho$ , кг/м <sup>3</sup>	0,30
Нижний предел измерений плотности, $\rho_{\text{мин}}$ , кг/м <sup>3</sup>	700
Относительная погрешность измерений плотности, $\delta \rho$ , %	0,04
Коэффициент объемного расширения нефтепродукта, $1/^\circ\text{C}$	0,00126
Коэффициент G	1,10471
Предел допускаемой относительной погрешности устройства обработки информации, $\delta N$ , %	0,025
Относительная погрешность измерений массы, $\delta m$ , %	0,18

Б.2 Относительная погрешность измерений массы нефтепродукта не превышает  $\pm 0,25$  %.