

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

«3» ноября 2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА  
НЕФТЕПРОДУКТОВ № 1241

Методика поверки

МП 0672-14-2017

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань  
2017

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛЬ

Груздев Р.Н., Ягудин И.Р.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1241 (далее – система) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Интервал между поверками средств измерений из состава системы, за исключением установки поверочной трубопоршневой двунаправленной OGSB и термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 1 год.

Интервал между поверками установки поверочной трубопоршневой двунаправленной OGSB (далее – ПУ) – 2 года.

Интервал между поверками термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 3 года.

## 1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.2	Да	Да
Опробование	6.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.4	Да	Да

## 2 Средства поверки

2.1 ПУ (рабочий эталон единицы объемного расхода жидкости 1 разряда по ГОСТ 8.142-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового и объемного расхода (массы и объема) жидкости» или ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости») с пределами допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,05\%$ .

2.2 При проведении поверки средств измерений (СИ) в составе системы применяют средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки СИ, входящих в состав системы и приведенных в таблице 3 настоящей методики поверки.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

### 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 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.

Поверку системы осуществляют на месте эксплуатации. Перед началом поверки определяют кинематическую вязкость измеряемой среды.

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

Соответствие параметров измеряемой среды значениям в таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефтепродуктов.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, м <sup>3</sup> /ч	От 200,0 до 2368,5
Избыточное давление, МПа – рабочее – минимально допустимое – максимально допустимое	0,5 0,2 1,6
Содержание свободного газа	Не допускается
Параметры измеряемой среды: – измеряемая среда  – температура, °С – плотность при 15 °С, кг/м <sup>3</sup> – вязкость кинематическая при 40 °С, мм <sup>2</sup> /с	Топливо дизельное по ГОСТ Р 52368 (ЕН 590:2009)* От -5 до +40 От 820,0 до 845,0 От 2,0 до 4,5

Окончание таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38, трехфазное 220±22, однофазное 50±1
Условия эксплуатации: – температура наружного воздуха, °С – температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С – относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, % – атмосферное давление, кПа	От -46 до +37 От +10 до +35 От 30 до 80 От 84 до 106
* ГОСТ Р 52368-2005 (ЕН 590:2009) «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия».	

## 5 Подготовка к поверке

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

## 6 Проведение поверки

### 6.1 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, препятствующих применению системы;
- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и соответствовать технической документации;
- СИ, входящие в состав системы, должны иметь действующие свидетельства о поверке и (или) знаки поверки.

### 6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)

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



6.2.2 Для подтверждения соответствия ПО комплекса измерительно-вычислительного ТН-01 (далее - ИВК) заявленным идентификационным данным необходимо на экранной форме «Основное окно» вызвать экранную форму «Сведения о ПО» с помощью одноимённой кнопки.

На экранной форме «Сведения о ПО» в виде таблицы отображаются идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК. Метрологически значимая часть ПО представлена набором программных модулей, выполняющих определённые вычислительные операции.

Идентификация каждого модуля проводится по его наименованию, номеру версии и контрольной сумме. Эти данные указываются в полях «Идентификационное наименование», «Версия» и «Цифровой идентификатор» таблицы.

При загрузке ПО ИВК автоматически проверяет целостность программных модулей метрологически значимой части ПО и при установлении соответствия загружает их в память ИВК. Факт успешной загрузки модуля отражается текстом «Модуль загружен» в поле «Состояние» таблицы.

Результат подтверждения соответствия ПО считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО (идентификационное наименование, номер версии и цифровой идентификатор) соответствуют идентификационным данным, указанным в разделе «Программное обеспечение» описания типа системы для ИВК.

6.2.3 Для просмотра идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора необходимо вызвать экранную форму «Контроль целостности ПО». Идентификационные данные должны соответствовать данным указанным в описании типа системы.

### 6.3 Опробование

6.3.1 Опробование проводят в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав системы.

Проверяют действие и взаимодействие компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, возможность получения отчета следующим образом:

- проверяется наличие электропитания на элементах системы и средствах поверки;
- проверяется наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК, ИВК и АРМ оператора системы путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора;
- проверяется работоспособность запорно-регулирующей арматуры путем ее открытия и закрытия;
- используя принтер компьютера АРМ оператора системы распечатываются пробные отчеты (протоколы поверки, оперативные отчеты).

### 6.3.2 Проверяют герметичность системы.

Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек измеряемой среды через элементы оборудования и СИ системы.

На элементах оборудования и СИ системы не должно наблюдаться следов измеряемой среды.

При обнаружении следов измеряемой среды на элементах оборудования или СИ поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки измеряемой среды.

### 6.4 Определение метрологических характеристик

#### 6.4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с документами, приведенными в таблице 3. СИ, участвующие в определении массы нефтепродукта или результаты измерений которых влияют на погрешность измерений массы нефтепродукта, подлежат поверке.

Таблица 3

Наименование СИ	Документ
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZN (далее – ТПР)	МИ 3287-2010 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки»
Датчики температуры ТМТ142R	МП 63821-16 «Датчики температуры ТМТ142R, ТМТ142С, ТМТ162R, ТМТ162С. Методика поверки», ФГУП «ВНИИМС», 2015 г.
Датчики температуры 3144Р	МП 39539-08 «Инструкция. Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки», ФГУП «ВНИИМС», 2008 г.
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	НКГЖ.406233.028МП «Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки», ФГУП «ВНИИМС», 2015 г.
Преобразователи давления измерительные 3051	МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ», 2015 г.
Датчики давления «Метран-150»	МП 4212-012-2006 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки», ФГУП «ВНИИМС», 2006 г.
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП)	МИ 2816 - 2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»



## Окончание таблицы 3

Наименование СИ	Документ
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01	МП 0509-14-2016 «Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01. Методика поверки», ФГУП «ВНИИР», 2016 г.
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB	МИ 1972-95 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников»
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счётчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва», 2014 г.
Манометры для точных измерений МТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Манометры показывающие МП	МП 59554-14 «Манометры МП, НП, ЭКН и ЭКМ, вакуумметры ВП, ТП, ЭКТ и ЭКВ, мановакуумметры МВП, ТНП, ЭКТН и ЭКМВ, дифманометры ДП и ЭКД показывающие и сигнализирующие», ФГУП «ВНИИМС» 10.02.2014 г. МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»

СИ из вспомогательных технологических систем, не участвующие в определении массы измеряемой среды, а также СИ результаты измерений, которых не влияют на погрешность измерений массы измеряемой среды (преобразователи разности давления, манометры, установленные на фильтрах блока измерительных линий и блока измерений показателей качества (далее – БИК), расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 в БИК), подлежат калибровке или добровольной поверке с периодичностью и в соответствии с требованиями документов на поверку, указанных в их описаниях типа.

6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов системой.

Относительную погрешность измерений массы нефтепродуктов системой  $\delta M_B$ , %, при косвенном методе динамических измерений в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса



нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» вычисляют по формуле

$$\delta M_B = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \cdot (\delta_\rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_V^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где  $\delta_V$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефтепродуктов с применением ТПР, %;

$G$  – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_\rho}, \quad (2)$$

где  $\beta$  – коэффициент объемного расширения нефтепродуктов,  $1/^\circ\text{C}$  (Приложение А ГОСТ Р 8.595);

$T_\rho, T_V$  – температура нефтепродуктов на момент поверки при измерениях плотности и объема нефтепродуктов соответственно,  $^\circ\text{C}$ ;

$\delta_\rho$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефтепродуктов с применением ПП, %, вычисляют по формуле

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

где  $\Delta \rho$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\rho_{\min}$  – нижний предел рабочего диапазона плотности нефтепродуктов,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$  – абсолютные погрешности измерений температуры нефтепродуктов

$T_\rho, T_V, ^\circ\text{C}$ ;

$\delta_N$  – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислении массы нефтепродуктов, %.

Относительная погрешность измерений массы нефтепродуктов не должна превышать  $\pm 0,25$  % для рабочих ТПР и  $\pm 0,20$  % для контрольно-резервного ТПР применяемого в качестве контрольного.

## 7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 (далее – Порядок проведения поверки СИ).

На лицевой стороне свидетельства о поверке системы указывают диапазон измеряемого расхода системы, определяющийся значениями минимального и максимального расхода. За

значение минимального расхода принимают минимальный средний расход того преобразователя расхода, у которого расход среди всех рабочих ТПР наименьший (согласно свидетельствам об их поверке), или значение минимального расхода, указанного в описании типа системы, если оно больше. За значение максимального расхода принимают сумму максимальных расходов ТПР, установленных на рабочих измерительных линиях системы (согласно свидетельствам об их поверке), или значение максимального расхода, указанного в описании типа системы, если оно меньше.

На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

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 СИ.