

1

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ  
Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ  
Заместитель директора  
по развитию ФГУП «ВНИИР»  
А.С. Тайбинский  
«10» января 2018 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА  
НЕФТЕПРОДУКТОВ № 1241 УЗЕЛ РЕЗЕРВНОЙ СХЕМЫ УЧЁТА

Методика поверки

МП 0673-14-2017

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

 Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань  
2018

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 узел резервной схемы учёта (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 термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 1 год.

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 Рабочий эталон единицы объемного расхода жидкости 1-го или 2-го 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 диапазоном измерений объемного расхода измеряемой среда от 200 до 1900 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,05$  % или  $\pm 0,1$  % соответственно;

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 При осуществлении поверки СИ, входящих в состав блока измерений показателей качества (далее – БИК) системы измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1241 (далее – СИКН 1241), применяют средства поверки, указанные в НД на методики поверки, приведенные в таблице 4 настоящей методики поверки.

2.4 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 другими действующими отраслевыми 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 588,6 до 2379,1
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>	Нефтепродукты (Топливо дизельное по ГОСТ Р 52368 (ЕН 590:2009))* От -5 до +40 От 820,0 до 845,0

## Окончание таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
– вязкость кинематическая при 40 °С, мм <sup>2</sup> /с	От 2,0 до 4,5
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 нефтепродуктов через элементы оборудования и СИ системы.

На элементах оборудования и СИ системы не должно наблюдаться следов и нефтепродуктов.

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

#### 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.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав БИК СИКН 1241, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 4.

Таблица 3

Наименование СИ	НД
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 (далее – УЗР)	МИ 3265-2010 «ГСИ. Ультразвуковые преобразователи расхода. Методика поверки на месте эксплуатации»
Датчики температуры ТМТ142R	МП 63821-16 «Датчики температуры ТМТ142R, ТМТ142С, ТМТ162R, ТМТ162С. Методика поверки», ФГУП ВНИИМС, 2015 г.
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	НКГЖ.406233.028МП «Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки», ФГУП ВНИИМС, 2015 г.
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01	МП 0509-14-2016 «Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01. Методика поверки», ФГУП «ВНИИР», 2016 г.
Манометры МП показывающие	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».

Т а б л и ц а 4 – СИ из состава БИК СИКН 1241 и методики их поверки

Наименование СИ	НД
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	НКГЖ.406233.028МП «Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки», ФГУП ВНИИМС, 2015 г.
Датчики температуры ТМТ142R	МП 63821-16 «Датчики температуры ТМТ142R, ТМТ142С, ТМТ162R, ТМТ162С. Методика поверки», ФГУП ВНИИМС, 2015 г.
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП)	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 3240-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки».
Расходомер-счётчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счётчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Ростест- Москва» 23.05.2014 г.
Манометры МП показывающие	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, напорометры, тягомеры и тягонапорометры 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 нефтепродуктов, а также СИ результаты измерений, которых не влияют на погрешность измерений массы нефтепродуктов (преобразователи разности давления, манометры установленные на фильтрах блока измерительных линий и БИК СИКН 1241, расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 в БИК СИКН 1241), подлежат поверке либо калибровке в соответствии с действующими НД.

6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов системой.

Относительную погрешность измерений массы нефтепродуктов системой  $\delta M_B$ , %, при косвенном методе динамических 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 УЗР, %;

$G$  – 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 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений»);

$T_\rho, T_V$  – 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,  $\text{кг/м}^3$ ;

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

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$  – 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 системой не должна превышать  $\pm 0,4$  %.

## 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 расход УЗР расхода (согласно свидетельству о поверке), или значение минимального расхода, указанного в описании типа системы, если оно больше. За значение максимального расхода принимают максимальный расход УЗР (согласно свидетельству о 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.