

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

2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ СВОБОДНОГО НЕФТЯНОГО  
ГАЗА, ПОСТУПАЮЩЕГО НА КОМПЛЕКС ТЕРМИЧЕСКОГО СЖИГАНИЯ ОТХОДОВ

Методика поверки

МП 1014-13-2019

Начальник отдела НИО-13

А.И. Горчев

Тел. отдела: 8 (843) 272-11-24

г. Казань  
2019

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Исаев И.А.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров свободного нефтяного газа, поступающего на комплекс термического сжигания отходов (далее – СИКГ), и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Если очередной срок поверки средств измерений (далее – СИ) из состава СИКГ наступает до очередного срока поверки СИКГ, поверяется только это СИ, при этом поверку СИКГ не проводят.

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

Интервал между поверками – 2 года.

СИ, входящие в состав СИКГ, и имеющие иной интервал между поверками, проходят поверку в соответствии с документами на методику поверки данных СИ, представленными в приложении А.

## 1. Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

№ п/п	Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
			первичной поверке	периодической поверке
1	Внешний осмотр	6.1	+	+
2	Проверка выполнения функциональных возможностей СИКГ	6.2	+	+
3	Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКГ	6.3	+	+
4	Определение относительной погрешности измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям	6.3.1	+	+
5	Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКГ	6.4	+	+
6	Оформление результатов поверки	7	+	+

## 2. Средства поверки

2.1 При проведении поверки применяют следующие эталонные и вспомогательные средства:

- рабочий эталон единицы силы постоянного электрического тока 2 разряда в диапазоне значений от 0 до 25 мА в соответствии с Приказом Росстандарта от 01.10.2018 № 2091 (далее – эталон);

- калибратор многофункциональный MC5-R, диапазон измерений импульсов от 0 до 9999999 импульсов, диапазон измерений частоты сигналов от 0,0028 Гц до 50 кГц, предел допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,01$  % показания;

- измеритель влажности и температуры ИВТМ-7, пределы измерений температуры от минус 20 °С до 60 °С, пределы основной абсолютной погрешности при измерении температуры  $\pm 0,2$  °С, пределы измерений влажности от 0 до 99 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений относительной влажности  $\pm 2,0\%$ , регистрационный № 15500-07;

- барометр-анероид БАММ-1, диапазон измерений от 80 до 106 кПа, пределы основной абсолютной погрешности  $\pm 0,2$  кПа, регистрационный № 5738-76;

- средства измерений в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав СИКГ;

2.2 При проведении поверки СИ в составе СИКГ применяют средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав СИКГ, приведенных в приложении А настоящей инструкции.

2.3 Применяемые при поверке СИ должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или нести на себе знак поверки.

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

### 3. Требования безопасности

3.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Правилами безопасности труда, действующими на объекте;
- Правилами безопасности при эксплуатации средств измерений;
- Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления».

3.2 Управление оборудованием и СИ проводится лицами, прошедшими обучение и проверку знаний и допущенными к обслуживанию применяемого оборудования и СИ.

### 4. Условия поверки

4.1 Поверка СИКГ осуществляется в условиях эксплуатации.

4.2 При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями документов на методики поверки СИ, входящих в состав СИКГ.

4.3 Условия проведения поверки должны соответствовать приведенным в таблице 2.

Таблица 2 – Условия проведения поверки

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	свободный нефтяной газ
Температура окружающего воздуха, °С	от +5 до +40
Относительная влажность окружающего воздуха, %	от 30 до 80
Атмосферное давление, МПа	от 0,096 до 0,1027
Напряжение переменного тока, В	220+2
Частота переменного тока, Гц	50
Внешнее магнитное поле (кроме земного), вибрация	Отсутствуют

## **5. Подготовка к поверке**

5.1 Подготовку к поверке проводят в соответствии с руководством по эксплуатации СИКГ (далее – РЭ) и нормативными документами на поверку СИ, входящих в состав СИКГ.

5.2 Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке или знаки поверки применяемых в составе СИКГ СИ.

5.3 Все используемые СИ должны быть приведены в рабочее положение, заземлены и включены в соответствии с руководством по их эксплуатации.

## **6 Проведение поверки**

### **6.1 Внешний осмотр**

При проведении внешнего осмотра должно быть установлено соответствие поверяемой СИКГ следующим требованиям:

- длины прямых участков измерительных трубопроводов до и после расходомера-счетчика газа вихревого 8800 (далее – расходомер) должны соответствовать требованиям, установленным изготовителем расходомера;

- комплектность СИКГ должна соответствовать ее описанию типа и РЭ;

- на компонентах СИКГ не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;

- надписи и обозначения на компонентах СИКГ должны быть четкими и соответствовать РЭ;

- наличие маркировки на приборах, в том числе маркировки по взрывозащите.

### **6.2 Проверка выполнения функциональных возможностей СИКГ.**

При проверке выполнения функциональных возможностей СИКГ проверяют функционирование задействованных измерительных каналов температуры, давления, расхода. Проверку проводят путем подачи на входы измерительно-вычислительного комплекса расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК) сигналов, имитирующих сигналы от первичных преобразователей.

Результаты проверки считаются положительными, если при увеличении/уменьшении значений входных сигналов соответствующим образом изменяются значения измеряемых величин на дисплее ИВК.

### **6.3 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКГ.**

Метрологические характеристики СИ, входящих в состав СИКГ, определяют в соответствии с документами на методики поверки соответствующих СИ. Документы на методику поверки СИ, представлены в приложении А.

6.3.1 Определение относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям.

По метрологическим характеристикам применяемых средств измерений рассчитывают общую результирующую погрешность определения расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям.

Расчет относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям осуществляется по формулам, приведенным ниже.

Допускается проводить расчет относительной погрешности СИКГ при измерении объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, с помощью

программного комплекса «Расходомер-ИСО». Пределы относительной погрешности принимаются равными относительной расширенной неопределенности, рассчитанной в диапазоне рабочих параметров.

6.3.2 Относительную погрешность измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям  $\delta_{qc}$ , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_{qc} = \sqrt{\delta_q^2 + \mathcal{G}_T^2 \delta_T^2 + \mathcal{G}_P^2 \delta_P^2 + \delta_K^2 + \delta_{ИВК}^2}, \quad (1)$$

где  $\delta_q$  – пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода газа в рабочих условиях, %;

$\mathcal{G}_T$  – коэффициент влияния температуры на коэффициент сжимаемости газа;

$\mathcal{G}_P$  – коэффициент влияния давления на коэффициент сжимаемости газа;

$\delta_P$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерения абсолютного давления, %;

$\delta_T$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерения температуры, %;

$\delta_K$  – пределы допускаемой относительной погрешности определения коэффициента сжимаемости газа, %;

$\delta_{ИВК}$  – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислении объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, %.

6.3.2.1 Предел допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода газа в рабочих условиях по измерительной линии рассчитывают по формуле

$$\delta_q = \sqrt{\delta_{q_{ПП}}^2 + \delta_{np_{ИВК}}^2}, \quad (2)$$

где  $\delta_{q_{ПП}}$  – пределы допускаемой относительной погрешности расходомера газа при измерении объемного расхода газа в рабочих условиях, %;

$\delta_{np_{ИВК}}$  – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при преобразовании частотно-импульсных сигналов расходомера в цифровой код, %.

Относительную погрешность преобразования входных частотно-импульсных сигналов по каналу измерения объема определяют следующим образом. Проверяют передачу информации на участке линии связи: расходомер – ИВК. Для этого отключают расходомер, с помощью калибратора подают на вход ИВК с учетом линии связи не менее 10000 импульсов для частот: 8 Гц, 50 Гц, 100 Гц, 150 Гц и 200 Гц, которые соответствуют диапазону измерения объемного расхода газа в рабочих условиях расходомера и фиксируют количество импульсов, подсчитанное ИВК.

6.3.2.2 Предел допускаемой относительной погрешности определения давления рассчитывают по формуле

$$\delta_p = \sqrt{\sum_{i=1}^n (\delta_{pi})^2}, \quad (3)$$

где  $n$  – число последовательно соединенных измерительных преобразователей, используемых для измерения давления;

$\delta_{pi}$  – относительная погрешность, вносимая  $i$ -м измерительным преобразователем давления с учетом дополнительных погрешностей, %. Находится по формуле

$$\delta_{pi} = 100 \frac{\Delta P_i}{P_{yi}} \quad (4)$$

Абсолютную погрешность преобразования аналоговых сигналов в цифровое значение измеряемого параметра по каналу измерений давления определяют следующим образом.

ИВК переводят в режим поверки измерительного канала. Проверяют передачу информации на участке линии связи: преобразователь давления измерительный 3051 – ИВК.

Для этого отключают преобразователь давления измерительный 3051 и с помощью эталона подают на вход ИВК с учетом линии связи аналоговые сигналы. Для аналогового сигнала 4-20 мА это: 4 мА, 8 мА, 12 мА, 16 мА, 20 мА, которые соответствуют значениям давления 0 МПа, 0,625 МПа, 1,25 МПа, 1,875 МПа, 2,5 МПа. Фиксируют значение давления с дисплея ИВК.

Значение давления  $P_i$ , задаваемое эталоном, рассчитывают по формуле

$$P_i = P_{\min} + \frac{P_{\max} - P_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}} (I_i - I_{\min}), \quad (5)$$

где  $P_{\max}, P_{\min}$  – верхний и нижний пределы диапазона измерений давления, МПа;

$I_{\max}, I_{\min}$  – максимальное и минимальное значения токового сигнала, соответствующие верхнему и нижнему пределам диапазона измерений давления  $P_{\max}$  и  $P_{\min}$ , мА;

$I_i$  – значение подаваемого от эталона входного сигнала постоянного тока, мА.

По результатам измерений в каждой реперной точке вычисляют абсолютную погрешность по формуле

$$\Delta P_i = P_i - P_{yi}, \quad (6)$$

где  $P_i$  – показание ИВК в  $i$ -той реперной точке, МПа;

$P_{yi}$  – заданное при помощи эталона значение давления в  $i$ -той реперной точке, МПа.

6.3.2.3 Предел допускаемой относительной погрешности определения температуры вычисляют по формуле

$$\delta_T = \frac{100(t_s - t_n)}{273,15 + t} \sqrt{\sum_{i=1}^n \left( \frac{\Delta y_i}{y_{si} - y_{ni}} \right)^2}, \quad (7)$$

где  $n$  – число последовательно соединенных измерительных преобразователей, используемых для измерения температуры;

$t_s, t_n$  – соответственно, верхнее и нижнее значения диапазона шкалы комплекта средств измерений температуры, °С;

$t$  – температура газа, °С;

$\Delta y_i$  – абсолютная погрешность  $i$ -го измерительного преобразователя температуры с учетом дополнительных погрешностей, °С;

$y_{si}, y_{ni}$  – соответственно, верхнее и нижнее значения диапазона шкалы или выходного сигнала  $i$ -го измерительного преобразователя температуры, °С.

Абсолютную погрешность преобразования аналоговых сигналов в цифровое значение измеряемого параметра по каналу измерений температуры определяют следующим образом:

ИВК переводят в режим поверки измерительного канала. Проверяют передачу информации на участке линии связи: датчик температуры Rosemount 644 – ИВК.

Для этого отключают преобразователь измерительный iTEMP TMT82 и с помощью эталона подают на вход ИВК с учетом линии связи аналоговые сигналы. Для аналогового

сигнала 4-20 мА это: 4 мА, 8 мА, 12 мА, 16 мА, 20 мА, которые соответствуют значениям температуры -5 °С, 5,25 °С, 15,5 °С, 25,75 °С, 36 °С. Фиксируют значение температуры с дисплея ИВК.

Значение температуры  $T_i$ , задаваемое эталоном, рассчитывают по формуле

$$T_i = T_{\min} + \frac{T_{\max} - T_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}} (I_i - I_{\min}), \quad (8)$$

где  $T_{\max}$ ,  $T_{\min}$  – верхний и нижний пределы диапазона измерений температуры, °С;  
 $I_{\max}$ ,  $I_{\min}$  – максимальное и минимальное значения токового сигнала, соответствующие верхнему и нижнему пределам диапазона измерений температуры  $T_{\max}$  и  $T_{\min}$ , мА;  
 $I_i$  – значение подаваемого от эталона входного сигнала постоянного тока, мА.

По результатам измерений в каждой реперной точке вычисляют абсолютную погрешность по формуле

$$\Delta T_i = T_i - T_{yi}, \quad (9)$$

где  $T_i$  – показание ИВК в  $i$ -той реперной точке, °С;  
 $T_{yi}$  – заданное при помощи эталона значение температуры в  $i$ -той реперной точке, °С.

6.3.2.4 Пределы допускаемой относительной погрешности определения коэффициента сжимаемости газа определяется по формуле

$$\delta_K = \sqrt{\delta_{\text{Метод}}^2 + \delta_{\text{ИД}}^2}, \quad (10)$$

где  $\delta_{\text{Метод}}$  – методическая погрешность определения коэффициента сжимаемости газа, %;  
 $\delta_{\text{ИД}}$  – относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости газа, связанная с погрешностью измерения исходных данных, %.

6.3.2.5 Относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости газа, связанная с погрешностью измерения исходных данных, определяется по формуле

$$\delta_{\text{ИД}} = \sqrt{\sum_{i=1}^n [(\mathcal{G}_i \times \delta x_i)^2]}, \quad (11)$$

где  $\delta x_i$  – относительная погрешность определения  $i$ -го компонента в газовой смеси, %;  
 $\mathcal{G}_i$  – коэффициенты влияния  $i$ -го компонента в газовой смеси на коэффициент сжимаемости.

6.3.2.6 Определение коэффициентов влияния температуры, давления и  $i$ -го компонента газовой смеси.

Коэффициент влияния температуры на коэффициент сжимаемости газа определяют по формуле

$$\mathcal{G}_T = \frac{\partial f}{\partial T} \times \frac{T}{f}, \quad (12)$$

Коэффициент влияния давления на коэффициент сжимаемости газа определяют по формуле

$$\mathcal{G}_P = \frac{\partial f}{\partial P} \times \frac{P}{f}, \quad (13)$$

Коэффициенты влияния  $i$ -го компонента в газовой смеси на коэффициент сжимаемости определяются по формуле



$$\mathcal{G}_{x_i} = \frac{\Delta K}{\Delta x_i} \times \frac{x_i}{K}, \quad (14)$$

где  $\Delta K$  – изменение значения коэффициента сжимаемости  $K$  при изменении содержания  $i$ -го компонента в газовой смеси  $x_i$  на величину  $\Delta x_i$ , %.

6.3.2.7 Предел относительной погрешности измерений объема СНГ, приведенного к стандартным условиям  $\delta V_c$ , %, определяют по формуле:

$$\delta V_c = \sqrt{\delta_{q_c}^2 + \delta_\tau^2}, \quad (15)$$

где  $\delta_{q_c}$  – относительная погрешность измерений объемного расхода СНГ, приведенного к стандартным условиям, %;

$\delta_\tau$  – относительная погрешность вычислителя при определении интервала времени (измерения текущего времени), %.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, по формуле (1) и (15) не должны превышать  $\pm 4,0$  %.

6.4 Подтверждение соответствия программного обеспечения (далее – ПО) СИКГ

6.4.1 Подлинность ПО ИВК проверяют сравнением идентификационных данных ПО с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и отраженными в описании типа ИВК.

6.4.2 Идентификационные данные ПО ИВК отражаются на дисплее ИВК при нажатии на кнопку «Информация», расположенную на лицевой панели ИВК.

6.4.3 Проверяют возможность несанкционированного доступа к ПО ИВК и наличие авторизации (введение логина и пароля), возможность обхода авторизации, проверка реакции ПО ИВК на неоднократный ввод неправильного логина и (или) пароля (аутентификация).

6.4.4 Результаты опробования считают положительными, если идентификационные данные ПО ИВК совпадают с идентификационными данными, представленными в разделе «Программное обеспечение» описания типа ИВК, а также исключается возможность несанкционированного доступа к ПО ИВК и обеспечивается аутентификация.

## 7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКГ 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. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКГ. Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКГ к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

Список нормативных документов на поверку СИ, входящих в состав СИКГ

<b>Наименование СИ</b>	<b>Нормативный документ</b>
Расходомер-счетчик газа вихревой 8800, исполнения 8800DR, фирмы «Emerson SRL»	МП 64613-16 «Расходомеры-счетчики вихревые 8800. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 14.04.16 г.
Преобразователь абсолютного давления измерительный 3051, фирмы АО «ПГ «Метран»	МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительное 3051. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Челябинский ЦСМ» 02.02.2015 г.
Преобразователь измерительные Rosemount 644 повышенной точности, фирмы АО «ПГ «Метран»	МП 4211-024-2015 «Датчики температуры Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки», с изменениями №1, утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 23.10.2018 г.
Термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065, фирмы АО «ПГ «Метран»	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+»	МП 17-30138-2012 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+». Методика поверки» (с изменением №2), утвержденному ООО Центр Метрологии «СТП» 07.03.2017 г.