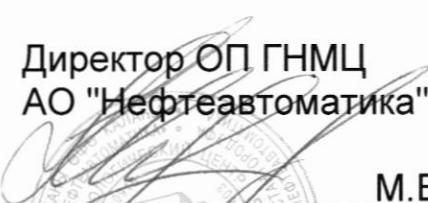


СОГЛАСОВАНО

Директор ОП ГНМЦ  
АО "Нефтеавтоматика"

  
М.В. Крайнов

  
«» 2022 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Расходомеры многофазные Система-1**

**Методика поверки**

**НА.ГНМЦ.0685-22 МП**

Казань  
2022

**РАЗРАБОТАНА**

Обособленным подразделением Головной научный  
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в  
г. Казань (ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц

RA.RU.311366

**ИСПОЛНИТЕЛИ:**

Алексеев С.В.

Саматов А.А.

## 1 Общие положения

Настоящая инструкция распространяется на расходомеры многофазные Система-1 (далее – расходомеры), предназначенные для измерения массового расхода и массы жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, массового расхода и массы жидкости в составе нефтегазоводяной смеси без учета воды и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, извлекаемых из скважины и устанавливает методику и средства их первичной и периодической поверки при эксплуатации.

Поверку расходомера проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа расходомера, или фактически обеспечивающимся при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения поверки.

При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается прослеживаемость единицы массового расхода многофазных потоков от Государственного первичного эталона ГЭТ 195-2011 в соответствии с государственной поверочной схемой ГОСТ 8.637-2013.

Метрологические характеристики расходомера подтверждается расчетно-экспериментальным методом в соответствии с разделом 10 настоящей методики поверки.

Первичная поверка осуществляется только проливным способом. Периодическая поверка расходомера осуществляется проливным или поэлементным способом.

Допускается проведение поверки для части измеряемых величин.

## 2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки выполняют следующие операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняются операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	7
Опробование	Да	Да	8
Проверка программного обеспечения средства измерений	Да	Да	9
Определение метрологических характеристик средства измерений	Да	Да	10
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	11

### 3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 При проведении поверки расходомера с применением эталонов по ГОСТ 8.637-2013 (кроме мобильных эталонных установок, работающих на реальных измерительных средах и применяемых при поверке расходомера на месте эксплуатации) соблюдают следующие условия:

Температура окружающего воздуха (внутри помещений), °С	от +15 до +30
Относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80
Атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока, В	220±22 однофазное
– частота переменного тока, Гц	50±1

При проведении поверки поэлементным способом соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов (далее – НД) на поверку СИ, входящие в состав расходомера.

### 4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

Таблица 2 – Требования к средствам поверки

Операции поверки требующие применения средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
п. 3 Требования к условиям проведения поверки	Средство измерения температуры окружающей среды в диапазоне измерений от 15 до 30 °С с абсолютной погрешностью не более 1 °С; Средство измерения относительной влажности воздуха в диапазоне от 20 до 90 % с погрешностью не более ±2%; Средство измерения атмосферного давления в диапазоне от 80 до 106 кПа, с абсолютной погрешностью не более 0,5 кПа; Средство измерения напряжения переменного тока от 0 до 400 В, с абсолютной погрешностью не более ± 3,6 В;	Термогигрометр ИВА-6 модификации ИВА-6Н-Д, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №) 46434-11. Мультиметр цифровой APPA-82R регистрационный № 22450-08
п. 10.1, 10.2 проведение поверки пропливным способом	Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013	Рабочий эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей 1-го разряда 3.2.ВЦВ.0073.2016, рабочий эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей 2-го разряда 3.2.ВЦВ.0074.2016

п. 10.3 проведении поверки поэлементным способом	Нутромеры индикаторные с ценой деления 0,01 или 0,02 мм. в диапазоне измерений от 18 до 100 мм. Нутромеры индикаторные с ценой деления 0,01 в диапазоне измерений от 100 до 250 мм. Эталоны и средства поверки в соответствии с требованиями НД на поверку СИ, входящие в состав расходомера.	Нутромеры микрометрические, регистрационный № 35818-13, нутромеры индикаторные НИ, регистрационный № 70632-18
--	---	---

4.1 Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице 3.

## 5 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

К проведению поверки допускаются лица, аттестованные в качестве поверителей в области измерений параметров потока, расхода, уровня, объема веществ.

Лица, проводящие поверку, должны изучить руководство по эксплуатации поверяемой системы и средств поверки, и пройти инструктаж по технике безопасности.

## 6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении поверки соблюдают следующие требования:

- соблюдают правила безопасности при эксплуатации используемых СИ, установленные в эксплуатационной документации;
- электрооборудование и вторичную аппаратуру заземляют в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50571.5.54-2013;
- соблюдают требования безопасности к монтируемым комплектным устройствам согласно ГОСТ 12.2.007.0;
- в целях исключения загрязнения окружающей среды вредными и взрывоопасными веществами место проведения поверки должно соответствовать ГОСТ 12.1.005, ГОСТ 12.1.007 и ГОСТ Р 12.3.047. Не допускают вредных выбросов и выделений в окружающую среду;
- лица, выполняющие работы в помещении, должны соблюдать требования охраны труда и пожарной безопасности, установленные в ГОСТ 12.0.004, ГОСТ 12.1.004, ГОСТ Р 12.3.047 и Федеральном законе Российской Федерации от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», а также требования внутренних нормативных документов и должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты;
- содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать уровня предельно допустимых концентраций (ПДК), установленных в ГОСТ 12.1.005;
- необходимо соблюдать требования безопасности при работе с нефтью в соответствии с ГОСТ 12.2.007.0;
- площадку, где установлен расходомер, содержат в чистоте, без следов нефти и оборудуют первичными средствами пожаротушения;
- при работе во взрывоопасной зоне в темное время суток необходимо применять светильники во взрывозащищенном исполнении (напряжение источника питания - не более 12 В).

## **7 Внешний осмотр средства измерений**

7.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие расходомера следующим требованиям:

- наличие эксплуатационно-технической документации на расходомер и СИ, входящие в состав расходомера;
- на компонентах расходомера не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах расходомера должны быть четкими и соответствующими эксплуатационно-технической документации;
- целостность поверительных пломб или оттисков поверительных клейм на средствах измерениях, входящих в состав расходомера;
- средства измерений, входящие в состав расходомера, должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм.

7.2 Результаты осмотра считают удовлетворительными, если выполняются вышеуказанные требования.

7.3 В случае неудовлетворительных результатов внешнего осмотра поверку прекращают.

## **8 Подготовка к поверке**

8.1 Подготовку к поверке проводят в соответствии с руководством по эксплуатации расходомера.

### **8.2 Опробование средства измерений**

8.2.1 При проливном способе поверки опробование расходомера проводят с помощью эталона 1 или 2 разрядов по ГОСТ 8.637-2013. Опробование расходомера проводят путем изменения параметров потока на эталоне и качественной оценки реакции на такое изменение.

8.2.2 При поверке с применением эталона 2 разряда на месте эксплуатации или поэлементном способе поверки опробование расходомера проводят путем изменения параметров потока на скважине и качественной оценки реакции на такое изменение.

8.2.3 Результаты опробования считают положительными, если при работе средств измерений отсутствуют сообщения об ошибках, все узлы расходомера исправно функционируют.

## **9 Проверка программного обеспечения средства измерений**

9.1 Для определения идентификационных данных ПО расходомера необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

9.2 В главном меню расходомера нажимают кнопку «Версия ПО». В открывшемся окне отобразится наименование и номер версии встроенного ПО.

9.3 Если идентификационные данные ПО, указанные в описании типа расходомера, и полученные в ходе выполнения операций по п.9 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО расходомера, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

## 10 Определение метрологических характеристик средства измерений

10.1 Определение метрологических характеристик расходомера проливным способом.

10.1.1 Определение пределов допускаемой относительной погрешности расходомера при измерении массового расхода и массы жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, массового расхода и массы жидкости в составе нефтегазоводяной смеси без учета воды и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, с применением эталона 1 и 2 разрядов.<sup>1</sup>

10.1.2 Относительную погрешность расходомера при измерении массового расхода и массы жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, массового расхода и массы жидкости в составе нефтегазоводяной смеси без учета воды и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, определяют сравнением значений каждого параметра, измеренного расходомером, со значениями соответствующего параметра, измеренного эталоном 1 или 2 разрядов.

10.1.3 Определение относительных погрешностей расходомера производят на комбинации трех значений расхода жидкостей и газа ( $Q_{ж1}$ ,  $Q_{г1}$ ,  $Q_{ж2}$ ,  $Q_{г2}$ ,  $Q_{ж3}$ ,  $Q_{г3}$ ) при трех значениях объемной доли воды (10%, 70%, 95%). Расходы жидкости в составе нефтегазоводяной смеси и газа соответствуют минимальному, среднему и максимальному расходам расходомера, согласно технической документации на расходомер.

В каждой точке проводят не менее трех измерений длительностью не менее 15 минут каждое.

10.1.4 Относительную погрешность  $i$ -го измерения массового расхода и массы жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, в  $j$ -й точке,  $\delta Q_{жij}$ , %, определяют по формуле

$$\delta Q_{жij} = \frac{Q_{жij} - Q_{жij}^3}{Q_{жij}^3} \cdot 100 \quad (1)$$

где  $Q_{жij}$  – массовый расход жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, измеренный расходомером, т/ч;

$Q_{жij}^3$  – массовый расход жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, измеренный эталоном, т/ч.

10.1.5 Относительную погрешность  $i$ -го измерения массового расхода и массы жидкости в составе нефтегазоводяной смеси без учета воды,  $\delta Q_{hij}$ , %, в  $j$ -й точке определяют по формуле

$$\delta Q_{hij} = \frac{Q_{hij} - Q_{hij}^3}{Q_{hij}^3} \cdot 100 \quad (2)$$

где  $Q_{hij}$  – массовый расход жидкости в составе нефтегазоводяной смеси без учета воды, измеренный расходомером, т/ч;

$Q_{hij}^3$  – массовый расход жидкости в составе нефтегазоводяной смеси без учета воды, измеренный эталоном, т/ч.

10.1.6 Относительную погрешность  $i$ -го измерения объемного расхода и объема газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям,  $\delta Q_{гij}$ , %, в  $j$ -й точке определяют по формуле

<sup>1</sup> если в качестве рабочей среды в эталоне 2-го разряда используется газожидкостная смесь, состоящая из воды и воздуха, то допускаемую относительную погрешность при измерении массового расхода и массы жидкости в составе нефтегазоводяной смеси без учета воды не определяют.

$$\delta Q_{rij} = \frac{Q_{rij} - Q_{rij}^3}{Q_{rij}^3} \cdot 100 \quad (3)$$

где  $Q_{rij}$  – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный расходомером,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$Q_{rij}^3$  – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном,  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

10.2 Определение метрологических характеристик расходомера при измерении массового расхода и массы жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, массового расхода и массы жидкости в составе нефтегазоводяной смеси без учета воды и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям с применением эталона 2 разряда на месте эксплуатации.

10.2.1 Метрологические характеристики расходомера при измерении массового расхода и массы жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, массового расхода и массы жидкости в составе нефтегазоводяной смеси без учета воды и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям определяют сравнением значений каждого параметра, измеренного расходомером, со значениями соответствующего параметра, измеренного эталоном 2 разряда, используя в качестве измеряемой среды нефтегазоводяная смесь, поступающую из скважины.

10.2.2 Определение относительных погрешностей расходомера производят на не менее трех скважинах, подключенных к расходомеру, с различными значениями по расходу жидкости в составе нефтегазоводяной смеси и расходу нефтяного газа, скважины выбирают таким образом, чтобы максимально охватить весь рабочий диапазон расходов нефтегазоводяной смеси, т.е. для проведения поверки выбираются скважины с минимальными и максимальными значениями массового расхода жидкости в составе нефтегазоводяной смеси и объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям. В случае если к расходомеру подключено менее 3 и менее скважин, поверку расходомера проводят на каждой скважине.

При подключении к каждой скважине проводят не менее трех измерений, длительностью не менее 15 минут каждое.

10.2.3 Относительную погрешность  $i$ -го измерения массового расхода и массы жидкости в составе нефтегазоводяной смеси,  $\delta Q_{xij}$ , %, определяют по формуле

$$\delta Q_{xij} = \frac{Q_{xij} - Q_{xij}^3}{Q_{xij}^3} \cdot 100 \quad (4)$$

где  $Q_{xij}$  – массовый расход брутто нефти, измеренный расходомером,  $\text{т}/\text{ч}$ ;

$Q_{xij}^3$  – массовый расход брутто нефти, измеренный эталоном,  $\text{т}/\text{ч}$ .

10.2.4 Относительную погрешность  $i$ -го измерения массового расхода и массы жидкости в составе нефтегазоводяной смеси без учета воды,  $\delta Q_{hij}$ , %, в  $j$ -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{hij} = \frac{Q_{hij} - Q_{hij}^3}{Q_{hij}^3} \cdot 100 \quad (5)$$

где  $Q_{hij}$  – массовый расход жидкости в составе нефтегазоводяной смеси без учета воды, измеренный расходомером,  $\text{т}/\text{ч}$ ;

$Q_{hij}^3$  – массовый расход жидкости в составе нефтегазоводяной смеси без учета воды, измеренный эталоном,  $\text{т}/\text{ч}$ .

10.2.5 Относительную погрешность  $i$ -го измерения объемного расхода и объема газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям,  $\delta Q_{rij}$ , %, в  $j$ -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{rij} = \frac{Q_{rij} - Q_{rij}^3}{Q_{rij}^3} \cdot 100 \quad (6)$$

где  $Q_{rij}$  – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный расходомером,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$Q_{rij}^3$  – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном,  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

10.3 Проведение поверки расходомера поэлементным способом.

10.3.1 Проверяют сведения о поверке средств измерений, входящих в состав расходомера<sup>2</sup>.

10.3.2 Выполняют измерения диаметра трубы Вентури в плоскостях, соответствующих началу и окончанию горловины трубы Вентури с применением нутромера. В каждой из перечисленных плоскостей, выполняют по 4 измерения, каждый раз поворачивая нутромер на угол приблизительно равный  $45^\circ$ .

Для каждого измерения проверяется выполнение условия

$$\frac{d_n - d_i}{d_n} \cdot 100\% \leq 0,1\% \quad (7)$$

где  $d_n$  – паспортное значение диаметра соответствующей плоскости трубы Вентури, указанное в паспорте на расходомер,  $\text{мм}$ ;

$d_i$  – измеренное значение диаметра соответствующей плоскости трубы Вентури,  $\text{мм}$ .

10.3.3 Проводят измерения комплексного сопротивления трех веществ (воздух, вода водопроводная, дизельное топливо, соответствующее ГОСТ 32511-2013) с применением расходомера. Для этого, поочередно заполняют рабочую полость расходомера исследуемым веществом, и проводят не менее трех измерений для каждого вещества. Для выполнения измерений комплексного сопротивления активируют специальный пункт в меню программного обеспечения расходомера (см. Руководство по эксплуатации).

Для каждого измерения проверяется выполнение условия

$$\frac{\varepsilon_n - \varepsilon_i}{\varepsilon_n} \cdot 100\% \leq 5\% \quad (8)$$

где  $\varepsilon_n$  – значение комплексного сопротивления соответствующего вещества, указанная в паспорте на расходомер;

$\varepsilon_i$  – измеренное значение комплексного сопротивления соответствующего вещества.

## 11 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

11.1 Результаты поверки считаются положительными, если выполняются следующие условия:

при проливном способе поверки:

- значение относительной погрешности измерений массы и массового расхода жидкости в составе нефтегазоводяной смеси при каждом измерении не превышает 2,5%;

- значение относительной погрешности измерений массы и массового расхода жидкости в составе нефтегазоводяной смеси без учета воды при каждом измерении не превышает:

при влагосодержании от 0 % до 70 %  $\pm 6,0\%$

<sup>2</sup> если очередной срок поверки средств измерений из состава расходомера наступает до очередного срока поверки расходомера, поверяется только это СИ, при этом поверку расходомера не проводят.

при влагосодержании выше 70 % до 95 %  $\pm 15 \%$ .  
- значение относительной погрешности измерений объема и объемного расхода газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям при каждом измерении, не превышает 5,0 %.

при поэлементном способе поверки:  
- все средства измерений в составе расходомера поверены;  
- отклонение результатов измерений диаметров трубы Вентури от значений, указанных в паспорте на расходомер не превышает 0,1% при каждом измерении;  
- отклонение результатов измерений комплексного сопротивления от значений, указанных в паспорте на расходомер не превышает 5% при каждом измерении.

## **12 Оформление результатов поверки**

Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

Аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, передает в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений сведения о результатах поверки установки в соответствии с приказом Минпромторга России от 31.07.2020 г. № 2510.

При наличии заявления владельца расходомера, или лица, представившего расходомер на поверку, в случае положительных результатов поверки, выдают свидетельство о поверке с нанесением на него знаком поверки, оформленное на бумажном носителе.

При проведении поверки для части измеряемых величин, при оформлении протокола поверки и свидетельства о поверке (при необходимости), передаче сведений о результатах поверки в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений указывают информацию о проведении поверки в сокращенном объеме, с указанием поверяемых величин.

В случае отрицательных результатов поверки выдают извещение о непригодности расходомера к применению.