

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

А.С. Тайбинский

«16» февраля 2018 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ГРУППОВЫЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ «АГЗУ-НГИ»

Методика поверки

МП 0776-9-2018

Начальник НИО-9

К.А. Левин

Тел. отдела: +7 (843) 272-41-60

РАЗРАБОТАНА	ФГУП «ВНИИР»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Тонконог М.И.
УТВЕРЖДЕНА	ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на установки измерительные групповые автоматизированные «АГЗУ-НГИ» (далее - установки), производимые ООО «НПП «Нефтегазинжиниринг» по ТУ 28.99.39-019-14705371-2017, и устанавливает методику и средства их первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками - 4 года.

## 1. Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Внешний осмотр	6.2	Да	Да
Проверка идентификационных данных программного обеспечения (ПО)	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик (далее – МХ) ИУ	6.5	Да	Да

## 2. Средства поверки

2.1 При проведении поверки установок могут быть применены следующие средства поверки:

- эталоны 1-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков», с диапазоном воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой системы, с относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси от 0,5 до 1,0 %, с диапазоном воспроизводимого объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, соответствующим рабочему диапазону поверяемой системы, с относительной погрешностью измерения объемного расхода газа (воздуха) до 1,5 %.

- эталоны 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков», с диапазоном воспроизводимого

массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси от 1,5 до 2,0 %, с диапазоном воспроизводимого объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения объемного расхода газа (воздуха) от 3 до 5 %.

2.2 Допускается при проведении поверки применение Государственного первичного специального эталона единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011 по письменному заявлению владельца.

2.3 Все эталонные средства измерений должны быть аттестованы в установленном порядке.

### 3. Требования безопасности и требования к квалификации поверителей

3.1 При проведении поверки соблюдают требования безопасности, действующие в помещениях, где проводится поверка, и требования безопасности, установленные в руководстве по эксплуатации на эталонные СИ и на поверяемую установку.

3.2 Требования к квалификации поверителей.

3.2.1 Поверка установки должна проводиться метрологической службой предприятия (организации), аккредитованной в установленном порядке.

3.2.2 Поверку установки должен выполнять поверитель, изучивший технологическую схему и принцип его работы.

### 4. Условия поверки

4.1 При проведении поверки установок с применением эталонов по ГОСТ Р 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков» соблюдают следующие условия:

Таблица 2

№ п/п	Наименование параметра	Единицы измерения	Количество
1	Температура окружающего воздуха (внутри помещений ИУ)	°С	от + 15 до + 25
2	Относительная влажность воздуха	%	от 30 до 80
3	Атмосферное давление	кПа	от 84 до 106,7

4.2 Первичную и периодическую поверки установок проводят путем определения допускаемой относительной основной погрешности при измерении массового расхода скважинной жидкости, массового расхода нефтегазоводяной смеси без учета воды, объемного расхода



свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, с применением эталонов, указанных в разделе 2.

4.3 При проведении поверки поэлементным способом соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на поверку СИ, входящих в состав установки.

## **5. Подготовка к поверке**

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с руководством по эксплуатации установки и эксплуатационными документами на средства измерений, входящие в состав установки. На поверку представляют установки после проведения настройки и калибровки.

Все средства измерений, входящие в состав установок должны быть поверены и иметь действующий оттиск поверительного клейма или наклейку.

## **6. Проведение поверки**

### **6.1 Проверка комплектности технической документации**

Проверяют наличие эксплуатационно-технической документации на установку и СИ, входящие в состав установки.

### **6.2 Внешний осмотр**

#### **6.2.1 При внешнем осмотре устанавливают:**

- отсутствие механических повреждений и дефектов, не позволяющих провести поверку;
- соответствие комплектности установку эксплуатационной документации;
- читаемость надписей и обозначений, их соответствие требованиям эксплуатационной документации.

### **6.3 Проверка идентификационных данных ПО**

6.3.1 Чтобы определить идентификационные данные ПО установки, необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для контроллера, входящего в ее состав.

В главном меню на сенсорной панели установки нажать кнопку «Версия ПО». В открывшемся на сенсорной панели окне отобразится наименование и номер версии встроенного ПО контроллера.

6.3.2 Если полученные при этом идентификационные данные и идентификационные данные, указанные в описании типа установки, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия идентификационных данных ПО. В противном случае результаты поверки признают отрицательными.

### **6.4 Опробование.**

6.4.1 Опробование СИ, входящих в состав установки, проводят в соответствии с нормативными документами на их поверку.

6.4.2 Опробование установки проводят на эталоне 1-го или 2-го разрядов (при поверке в испытательной лаборатории), либо с применением эталона 2-го разряда на коллекторе скважины (при поверке на месте эксплуатации).

6.4.3 Опробование установки проводят путем изменения параметров потока и качественной оценки реакции на такое изменение.

6.4.4 Результаты опробования считают удовлетворительными, если при увеличении (уменьшении) значения параметров потока соответствующим образом изменялись показания установки.

## 6.5 Определение МХ установки.

6.5.1. Определение МХ установки проводят тремя способами:

- поэлементным способом;
- с помощью эталона 1-го или 2-го разрядов в испытательной лаборатории;
- с помощью эталона 2-го разряда на месте эксплуатации.

6.5.2 Допускается выполнение первичной и периодической проверок поэлементным способом.

6.5.2.1 Поверка поэлементным способом осуществляется в соответствии с методиками проверок на средства измерений, входящие в состав установки.

6.5.3 Определение допускаемой относительной основной погрешности при измерении массового расхода нефтегазоводяной смеси, массового расхода нефтегазоводяной смеси без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, с помощью эталона 1-го или 2-го разрядов в испытательной лаборатории.<sup>1</sup>

Допускаемую относительную основную погрешность при измерении каждого параметра определяют сравнением значений каждого параметра, измеренного установкой, со значениями соответствующего параметра, измеренного эталоном 1-го или 2-го разрядов, используя в качестве измеряемой среды газожидкостную смесь из имитатора нефти, воды и газа (воздуха).

Для поверки установки на эталоне 1-го или 2-го разрядов создается газожидкостный поток с комбинацией из трех расходов жидкости<sup>2</sup> ( $Q_{ж1}$ ,  $Q_{ж2}$ ,  $Q_{ж3}$ ) в трех различных объемных долях воды (10 %, 70 %, 95 %) и трех расходов газа (воздуха) ( $Q_{г1}$ ,  $Q_{г2}$ ,  $Q_{г3}$ ). Расходы имитатора нефти и воды соответствуют минимальному, среднему и максимальному расходам, воспроизводимым на эталоне 1-го или 2-го разрядов.

---

<sup>1</sup> Если в качестве рабочей среды в эталоне 2-го разряда используют газожидкостную смесь, состоящую из воды и воздуха, то допускаемую относительную основную погрешность при измерении массового расхода скважинной жидкости без учета воды не определяют.

<sup>2</sup> В качестве жидкости при проведении поверки могут быть использованы смесь имитатора нефти и воды, вода или скважинная жидкость.

Определение допускаемых основных относительных погрешностей измерений массового расхода нефтегазоводяной смеси, массового расхода нефтегазоводяной смеси без учета воды и объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, производится одновременно в каждой точке, соответствующей определенному расходу газожидкостной смеси (смеси имитатора нефти, воды и газа (воздуха)) с соответствующим соотношением компонентов. В каждой точке проводят три измерения.

6.5.3.1 Допускаемую относительную основную погрешность  $i$ -го измерения массового расхода нефтегазоводяной смеси  $\delta Q_{жij}$ , %, в  $j$ -ой точке определяют по формуле

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

где  $i = 1 \dots 3$ ;

$Q_{жij}$  – массовый расход жидкости, измеренный установкой, т/ч;

$Q_{жij}^3$  – массовый расход жидкости, измеренный эталоном 1-го или 2-го разрядов, т/ч.

Значение допускаемой относительной основной погрешности измерений массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси при каждом измерении не должно превышать  $\pm 2,5$  %.

6.5.3.2 Допускаемую относительную основную погрешность  $i$ -го измерения массового расхода нефтегазоводяной смеси без учета воды  $\delta Q_{нij}$ , %, в  $j$ -ой точке определяют по формуле

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

где  $i = 1 \dots 3$ ;

$Q_{нij}$  – массовый расход нефти (сырой без учета воды), измеренный установкой, т/ч;

$Q_{нij}^3$  – массовый расход имитатора нефти без учета воды, измеренный эталоном 1-го или 2-го разрядов, т/ч.

Значение допускаемой относительной основной погрешности измерений массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси без учета воды при каждом измерении не должно превышать:

- при влагосодержании до 70%  $\pm 6,0$  %;
- при влагосодержании свыше 70% до 95%  $\pm 15,0$  %.

6.5.3.3 Допускаемую относительную основную погрешность  $i$ -го измерения объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям  $\delta Q_{гij}$ , %, в  $j$ -ой точке определяют по формуле

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

где  $i = 1 \dots 3$ ;



$Q_{гi,j}$  – объемный расход газа (воздуха), приведенный к стандартным условиям, измеренный установкой, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_{гi,j}^э$  – объемный расход газа (воздуха), приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном 1-го или 2-го разрядов, м<sup>3</sup>/ч.

Значение допускаемой относительной основной погрешности измерения объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, при каждом измерении не должно превышать  $\pm 5 \%$ .

Установка признается прошедшей поверку, если допускаемые основные относительные погрешности измерений не превышают величин, указанных в пунктах 6.5.3.1, 6.5.3.2, 6.5.3.3.

В случае если это условие для любого  $i$ -го измерения не выполняется, проводят дополнительное измерение соответствующей величины и повторно определяют допускаемую относительную основную погрешность измерения соответствующей величины. Если после этого значение допускаемой относительной основной погрешности измерения соответствующей величины не удовлетворяет требованиям, изложенным в соответствующем пункте, то поверку прекращают до выявления и устранения причин невыполнения этих условий. После устранения причин повторно проводят серию из трех измерений соответствующей величины и определяют допускаемую относительную основную погрешность для каждого измерения. Если значения допускаемой относительной основной погрешности измерений вновь превышают значения, указанные в пунктах 6.5.3.1, 6.5.3.2 или 6.5.3.3, результаты поверки считают отрицательными.

6.5.4 Определение допускаемой относительной основной погрешности при измерении массового расхода нефтегазоводяной смеси, массового расхода нефтегазоводяной смеси без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, с помощью эталона 2-го разряда на месте эксплуатации.

Допускаемую относительную основную погрешность при измерении каждого параметра определяют при последовательном включении в поток установки и эталона 2-го разряда путем сравнения значений каждого параметра, измеренного установкой, со значениями соответствующего параметра, измеренного эталоном 2-го разряда, используя в качестве измеряемой среды реальный флюид, поступающий из скважин(ы).

Определение допускаемых основных относительных погрешностей измерений массового расхода нефтегазоводяной смеси, массового расхода нефтегазоводяной смеси без учета воды и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, производится одновременно на каждом скважинном флюиде с соответствующим соотношением компонентов. В каждой точке проводят три измерения.

6.5.4.1 Допускаемую относительную основную погрешность  $i$ -го измерения массового расхода нефтегазоводяной смеси  $\delta Q_{жij}$ , %, в  $j$ -ой точке определяют по формуле

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

где  $i = 1 \dots 3$ ;

$Q_{жij}$  – массовый расход жидкости (скважинной жидкости), измеренный установкой, т/ч;

$Q_{жij}^3$  – массовый расход жидкости (скважинной жидкости), измеренный эталоном 2-го разряда на месте эксплуатации, т/ч.

Значение допускаемой относительной основной погрешности измерений массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси при каждом измерении не должно превышать  $\pm 2,5$  %.

6.5.4.2 Допускаемую относительную основную погрешность  $i$ -го измерения массового расхода нефтегазоводяной смеси без учета воды  $\delta Q_{нij}$ , %, в  $j$ -ой точке определяют по формуле

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

где  $i = 1 \dots 3$ ;

$Q_{нij}$  – массовый расход нефти (скважинной жидкости без учета воды), измеренный установкой, т/ч;

$Q_{нij}^3$  – массовый расход нефти (скважинной жидкости без учета воды), измеренный эталоном 2-го разряда на месте эксплуатации, т/ч.

Значение допускаемой относительной основной погрешности измерений массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси без учета воды при каждом измерении не должно превышать:

- при влагосодержании до 70%  $\pm 6,0$ %;
- при влагосодержании свыше 70% до 95%  $\pm 15,0$ %.

6.5.4.3 Допускаемую относительную основную погрешность  $i$ -го измерения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям  $\delta Q_{гij}$ , %, в  $j$ -ой точке определяют по формуле

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

где  $i = 1 \dots 3$ ;

$Q_{гij}$  – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный установкой, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_{гij}^3$  – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном 2-го разряда на месте эксплуатации, м<sup>3</sup>/ч.



Значение допускаемой относительной основной погрешности измерения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, при каждом измерении не должно превышать  $\pm 5\%$ .

Установка признается прошедшей поверку, если допускаемые основные относительные погрешности измерений не превышают величин, указанных в пунктах 6.5.4.1, 6.5.4.2, 6.5.4.3.

В случае если это условие для любого  $i$ -го измерения не выполняется, проводят дополнительное измерение соответствующей величины и повторно определяют допускаемую относительную основную погрешность измерения соответствующей величины. Если после этого значение допускаемой относительной основной погрешности измерения соответствующей величины не удовлетворяет требованиям, изложенным в соответствующем пункте, то поверку прекращают до выявления и устранения причин невыполнения этих условий. После устранения причин повторно проводят серию из трех измерений соответствующей величины и определяют допускаемую относительную основную погрешность для каждого измерения. Если значения допускаемой относительной основной погрешности измерений вновь превышают значения, указанные в пунктах 6.5.4.1, 6.5.4.2 или 6.5.4.3, результаты поверки считают отрицательными.

## **7. Оформление результатов поверки**

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

7.2 При положительном результате поверки оформляют свидетельство о поверке в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 N 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» и допускают установку к эксплуатации или оформляется раздел о поверке в паспорте установки.

При положительном результате поверки знак поверки наносится: на свидетельство о поверке или в паспорте установок в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.

7.3 При отрицательных результатах повторной поверки установку к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют, выдают извещение о непригодности согласно Приказу Минпромторга России от 02.07.2015 N 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с указанием причин. Установка после выдачи извещения о непригодности направляется в ремонт, утилизируется, либо используется для целей, не входящих в сферу государственного регулирования обеспечения единства измерений.