

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

01 июля 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ

ГРУППОВЫЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ «АГЗУ-УТС»

Методика поверки

МП 0448-9-2016

Начальник НИО-9

К.А. Левин

Тел. отдела: +7 (843) 272-41-60

г. Казань  
2016

РАЗРАБОТАНА	ФГУП «ВНИИР»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Шабалин А.С.
УТВЕРЖДЕНА	ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и (или) распространена без разрешения ФГУП «ВНИИР» и ООО «Корпорация Уралтехнострой».

Настоящая инструкция распространяется на установки измерительные групповые автоматизированные «АГЗУ-УТС» (далее - установки), производимые ООО «Корпорация Уралтехнострой» по ТУ 3667-038-45211680-2015, 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) установки	6.5	Да	Да

## 2. Средства поверки

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

- рабочие эталоны 1-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 с диапазоном воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси до 1,0 %, с диапазоном воспроизводимого объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения объемного расхода газа (воздуха) до 1,5 %;

- рабочие эталоны 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 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 %;

- эталонные СИ – в соответствии с нормативными документами (далее - НД) на поверку СИ, входящих в состав установки.

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

2.3 Все эталоны 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 или организацией, аккредитованной в установленном порядке.

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

### **4. Условия поверки**

4.1 При проведении поверки установки с применением эталонов (кроме мобильных эталонных установок, работающих на реальных измерительных средах) по ГОСТ Р 8.637-2013 соблюдают следующие условия:

Таблица 2

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

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.

## **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 установке эксплуатационной документации;
- читаемость надписей и обозначений, их соответствие требованиям эксплуатационной документации;
- целостность поверительных пломб (при использовании данного способа нанесения сведений о поверке).

6.3 Проверка идентификационных данных ПО, отсутствия полного ограничения доступа к метрологически значимой части ПО и измерительной информации

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 «Данные о программном обеспечении». 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.

6.3.4 Для проверки отсутствия полного ограничения доступа к метрологически значимой части ПО и измерительной информации должно быть установлена целостность защитных пломб на контроллере СОИ установки.

### **6.4 Опробование.**

6.4.1 Опробование СИ, входящих в состав установки, при поэлементном способе поверки проводят в соответствии с НД на их поверку.

6.4.2 Опробование установки проводят с применением средств поверки, указанных в разделе 2, либо с применением эталона 2-го разряда на коллекторе скважины (при поверке на месте эксплуатации). Опробование установки проводят путем изменения параметров потока и качественной оценки реакции на такое изменение.

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 одним из двух способов:

- поэлементным способом;
- проливным способом;

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

6.5.2.1 Относительную основную погрешность измерительной установки при измерении массы и массового расхода жидкости определяют расчетом по формуле:

$$\delta G_{ж} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{Мж}^2 + \delta_{Тив}^2} . \quad (1)$$

где:

$\delta_{Мж}$ - пределы допускаемой относительной погрешности счётчика-расходомера при измерении массы и массового расхода жидкости, %;

$\delta_{Тив}^{\delta}$ - пределы допускаемой относительной погрешности канала измерения временных интервалов контроллера СОИ, %.

Результаты испытаний считают положительными, если относительная погрешность измерений массы и массового расхода жидкости, не превышает  $\pm 2,5$  %.

6.5.2.2 Определение относительной основной погрешности измерений объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям

6.5.2.2.1 Относительную основную погрешность определения объема свободного нефтяного газа измеренного объемным расходомером при стандартных условиях, %, определяют по формуле

$$\delta V = \sqrt{\delta_i^2 + (\theta_p \delta_p)^2 + (\theta_T \delta_T)^2 + \delta_K^2} , \quad (2)$$

где  $\delta_V$  – допускаемая относительная погрешность измерений объема свободного нефтяного газа в рабочих условиях, %;

$\delta_p$  – относительная погрешность измерения давления свободного нефтяного газа, %;

$\delta_T$  – относительная погрешность измерения абсолютной температуры свободного нефтяного газа, %;

$\delta_K$  – относительная погрешность вычисления коэффициента сжимаемости свободного нефтяного газа по ГОСТ 30319.2, %;

$\theta_i$  – коэффициент влияния соответствующей величины на коэффициент сжимаемости свободного нефтяного газа.

Коэффициенты влияния  $\theta_p, \theta_T$  вычисляют по следующим формулам:

$$\theta_p = 1 - \frac{\Delta K_p p}{\Delta p K}, \quad (3)$$

$$\theta_T = 1 + \frac{\Delta K_T T}{\Delta T K}, \quad (4)$$

где  $\Delta p = 0,001$  МПа,  $\Delta T = 0,01$  К приращения давления и температуры при стандартных условиях, соответственно;

$\Delta K_p$  - изменение значения коэффициента сжимаемости при изменении давления на величину  $\Delta p$ ;

$\Delta K_T$  - изменение значения коэффициента сжимаемости при изменении температуры на величину  $\Delta T$ .

6.5.2.2.2 Относительную основную погрешность измерений объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, при измерении количества свободного нефтяного газа вычисляют по формуле

$$\delta V = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_{\rho}^2 + \delta \rho_{\rho}^2}, \quad (5)$$

где  $\delta V$  - относительная погрешность измерений объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, м<sup>3</sup>;

$\delta M_{\rho}$  - относительная погрешность измерений массы свободного нефтяного газа, измеренная массовым расходомером-счетчиком газа, кг;

$\delta \rho_{\rho}$  - относительная погрешность определения плотности свободного нефтяного газа в стандартных условиях, %.

6.5.2.2.3 Результаты испытаний считают положительными, если относительная погрешность измерений объема и объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям, не превышает  $\pm 5$  %.

6.5.2.3 Относительную основную погрешность массы сырой нефти без учета воды, %, вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_{ж}^2 + \frac{\Delta W_B^2}{\left(1 - \frac{W_B}{100}\right)^2}}, \quad (6)$$

где  $\delta M_H$  - относительная погрешность определений массы сырой нефти без учета воды, %;

$\delta M_{ж}$  - относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %, равна предельной допускаемой относительной погрешности массомера;

$\Delta W_B$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;

Результаты испытаний считают положительными, если относительная погрешность измерений массы и массового расхода нефти не превышает значений:

- при влагосодержании до 70% ± 6,0 %;
- при влагосодержании свыше 70% до 95% ± 15,0 %.

6.5.3 Определение допускаемой относительной основной погрешности при измерении массового расхода сырой нефти, массового расхода сырой нефти без учета воды, объемного

расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, с помощью эталона 1-го или 2-го разрядов.<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 смеси ( $Q_{ж1}$ ,  $Q_{н1}$ ,  $Q_{г1}$ ;  $Q_{ж2}$ ,  $Q_{н2}$ ,  $Q_{г2}$ ;  $Q_{ж3}$ ,  $Q_{н3}$ ,  $Q_{г3}$ ). Расходы имитатора нефти, воды и газа соответствуют минимальному, среднему и максимальному расходам, согласно эксплуатационной документации на установку, воспроизводимым на эталоне 1-го или 2-го разрядов.

Определение допускаемых относительных основных погрешностей измерений массового расхода сырой нефти ( $Q_{жи}$ ), массового расхода сырой нефти без учета воды ( $Q_{ни}$ ) и объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям ( $Q_{ги}$ ), 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 сырой нефти  $\delta Q_{жиj}$ , %, в  $j$ -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{жиj} = \frac{Q_{жиj} - Q_{жиj}^э}{Q_{жиj}^э} \cdot 100 \quad (7)$$

где  $i = 1 \dots 3$ ;

$Q_{жиj}$  – массовый расход жидкости (сырой нефти), измеренный установкой, т/ч;

$Q_{жиj}^э$  – массовый расход смеси имитатора нефти и воды, измеренный эталоном 1-го или 2-го разрядов, т/ч.

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

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

$$\delta Q_{ниj} = \frac{Q_{ниj} - Q_{ниj}^э}{Q_{ниj}^э} \cdot 100 \quad (8)$$

где  $i = 1 \dots 3$ ;

---

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



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

$Q_{nij}^3$  – 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 сырой нефти без учета воды при каждом измерении не должно превышать:

- при влагосодержании до 70% ± 6,0 %;
- при влагосодержании свыше 70% до 95% ± 15,0 %.

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

$$\delta Q_{rij} = \frac{Q_{rij} - Q_{rij}^3}{Q_{rij}^3} \cdot 100 \quad (9)$$

где  $i = 1 \dots 3$ ;

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

$Q_{rij}^3$  – 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 ± 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 сырой нефти, массового расхода сырой нефти 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 относительных основных погрешностей измерений массового расхода сырой нефти, массового расхода сырой нефти без учета воды и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, производится одновременно на трех характерных скважинных флюидах из скважин, подключенных к установке, с различными значениями по расходу, влагосодержанию и газосодержанию флюида. Для каждого скважинного флюида, выбранных по согласованию с технологической службой нефтегазодобывающего предприятия, проводят три измерения.

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

$$\delta Q_{жиj} = \frac{Q_{жиj} - Q_{жиj}^э}{Q_{жиj}^э} \cdot 100 \quad (10)$$

где  $i = 1 \dots 3$ ;

$Q_{жиj}$  – массовый расход жидкости (сырой нефти), измеренный установкой, т/ч;

$Q_{жиj}^э$  – массовый расход жидкости (сырой нефти), измеренный эталоном 2-го разряда на месте эксплуатации, т/ч.

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

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

$$\delta Q_{ниj} = \frac{Q_{ниj} - Q_{ниj}^э}{Q_{ниj}^э} \cdot 100 \quad (11)$$

где  $i = 1 \dots 3$ ;

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

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

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

- при влагосодержании до 70% ± 6,0 %;
- при влагосодержании свыше 70% до 95% ± 15,0 %.

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

$$\delta Q_{rij} = \frac{Q_{rij} - Q_{rij}^3}{Q_{rij}^3} \cdot 100 \quad (12)$$

где  $i = 1 \dots 3$ ;

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

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

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 измерительных групповых автоматизированных «АГЗУ-УТС» 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.