

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И  
МЕТРОЛОГИИ

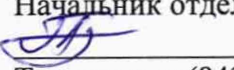
Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»  
Государственный научный метрологический центр  
ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ  
Заместитель директора по развитию  
А.С. Тайбинский  
« 21 февраля 2019 г.



ИНСТРУКЦИЯ  
Государственная система обеспечения единства измерений  
УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА СЫРОЙ НЕФТИ И  
СВОБОДНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ТИПА ИУ-10-250-63  
Методика поверки

МП 0943-9-2019

Начальник отдела НИО-9  
 К.А. Левин  
Тел. отдела: (843)273-28-96

г. Казань  
2019

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левин К.А., Кудусов Д.И., Ерзиков А.М.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на установки измерительные для определения количества сырой нефти и свободного нефтяного газа типа ИУ-10-250-63 (далее – ИУ), и устанавливает методику и средства их первичной и периодической поверок.

Поверку ИУ проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки.

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

Предусмотрено три способа проведения поверки:

- поэлементный способ (п. 6.5.1);
- с помощью эталона 1-го или 2-го разрядов в испытательной лаборатории (п. 6.5.2);
- с помощью эталона 2-го разряда на месте эксплуатации (п. 6.5.3).

Интервал между поверками – четыре года.

### 1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции при поверке

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 идентификации и защиты программного обеспечения (далее – ПО) ИУ	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик (далее по тексту – МХ) ИУ	6.5	Да	Да

### 2 Средства поверки

2.1 При проведении поверки ИУ применяются 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 СИ 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 ИУ.

3.2 Требования к квалификации поверителей.

3.2.1 Поверка ИУ должна проводиться аккредитованными на проведение поверки СИ в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации юридические лица или индивидуальные предприниматели.

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

### **4 Условия поверки**

4.1 При проведении поверки ИУ с применением эталонов по ГОСТ Р 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков» соблюдают условия указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Условия окружающей среды

№ 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 104,0

4.2 Первичную и периодическую поверки ИУ проводят путем определения допускаемой относительной основной погрешности при измерении массового расхода скважинной жидкости, массового расхода нефтегазоводяной смеси без учета воды, объемного расхода свободного попутного 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 нормативной документации (далее по тексту – НД) на поверку СИ, входящих в состав установки.

### **5 Подготовка к поверке**

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

Все СИ, входящие в состав ИУ должны быть поверены и иметь действующий оттиск поверительного клейма или наклейку.

### **6 Проведение поверки**

6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на ИУ и СИ, входящие в состав ИУ.

6.2 Внешний осмотр

6.2.1 При внешнем осмотре устанавливают:

- отсутствие механических повреждений и дефектов, не позволяющих провести поверку;



- соответствие комплектности ИУ эксплуатационной документации;
- читаемость надписей и обозначений, их соответствие требованиям эксплуатационной документации.

### 6.3 Проверка идентификационных данных ПО

6.3.1 При включении питания станции управления после инициализации системы на панели отобразится экран приветствия в правом нижнем углу которого отображается наименование и номер версии встроенного ПО контроллера.

6.3.2 Если полученные при этом идентификационные данные и идентификационные данные, указанные в описании типа ИУ, 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 ИУ, проводят в соответствии с нормативными документами на их поверку.

6.4.2 Опробование ИУ 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 ИУ 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 ИУ.

6.5.1 Допускается выполнение первичной и периодической поверок поэлементным способом.

6.5.1.1 Поверка поэлементным способом осуществляется в соответствии с методиками поверок на СИ, входящие в состав ИУ.

6.5.2 Определение допускаемой относительной основной погрешности при измерении массового расхода сырой нефти, массового расхода сырой нефти без учета воды, объемного расхода свободного попутного 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 ИУ, 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 ИУ 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.

Определение допускаемых основных относительных погрешностей измерений массового расхода сырой нефти, массового расхода сырой нефти 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.

<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 сырой нефти без учета воды не определяют.

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



6.5.2.1 Допускаемую относительную основную погрешность  $i$ -го измерения массового расхода сырой нефти  $\delta Q_{жij}$ , %, 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 ИУ, 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 сырой нефти при каждом измерении не должно превышать  $\pm 2,5$  %.

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

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

где  $i = 1 \dots 3$ ;

$Q_{nij}$  – массовый расход имитатора нефти без учета воды, измеренный ИУ, 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%  $\pm 6,0$  %;
- при влагосодержании свыше 70% до 95%  $\pm 15,0$  %.

6.5.2.3 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

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

где  $i = 1 \dots 3$ ;

$Q_{rij}$  – объемный расход газа (воздуха), приведенный к стандартным условиям, измеренный ИУ, 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  $\pm 5$  %.

ИУ признается прошедшей поверку, если допускаемые относительные основные погрешности измерений не превышают величин, указанных в пунктах 6.5.2.1, 6.5.2.2, 6.5.2.3.

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 6.5.2.1, 6.5.2.2 или 6.5.2.3, результаты поверки считают отрицательными.

6.5.3 Определение допускаемой относительной основной погрешности при измерении массового расхода сырой нефти, массового расхода сырой нефти без учета воды, объемного расхода свободного попутного 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 ИУ и эталона 2-го разряда путем сравнения значений каждого параметра, измеренного ИУ, 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 сырой нефти, массового расхода сырой нефти 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.

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

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

где  $i = 1 \dots 3$ ;

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

$Q_{жиj}^э$  – 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 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

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

где  $i = 1 \dots 3$ ;

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

$Q_{ниj}^э$  – 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 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, приведенного к стандартным условиям  $\delta Q_{гij}$ , %, в  $j$ -ой точке определяют по формуле

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

где  $i = 1 \dots 3$ ;

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

$Q_{гij}^э$  – 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  $\pm 5\%$ .

ИУ признается прошедшей поверку, если допускаемые относительные основные 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.

## **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», в котором указывается диапазон измерений в соответствии с описанием типа или фактически обеспеченный при поверке, и допускают ИУ к эксплуатации или оформляется раздел о поверке в паспорте ИУ.

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

7.3 При отрицательных результатах повторной поверки ИУ 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.