

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

«20» апреля 2016 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ «МАССА»

Методика поверки

МП 0414-9-2016

н.р. 65008-16

Начальник НИО-9

К.А. Левин

Тел. отдела: +7 (843) 272-41-60

A handwritten signature in blue ink, consisting of several loops and strokes, positioned over the text of the official's name and phone number.

г. Казань

2016

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

Настоящая рекомендация не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и (или) распространена без разрешения ФГУП «ВНИИР» и ОАО «Завод «Нефтегазмаш».

Настоящая инструкция распространяется на установки измерительные «МАССА» (далее - установки), производимые ОАО «Завод «Нефтегазмаш» по ТУ 3667-021-00136656-2007, 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 установки могут быть применены следующие средства поверки:

- эталоны 1-го разряда с диапазоном воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, 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 установки, с относительной погрешностью измерения объемного расхода газа (воздуха) до 1,5 %.

- эталоны 2-го разряда 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.

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.

3.2.3 Поверитель должен быть аттестован 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»

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 «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 поверку установки проводят в два этапа:

- контроль метрологических характеристик всех СИ, входящих в состав установки (позлементным способом);

- 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 применением эталонов, указанных в разделе 2.

4.3 Периодическую поверку установки проводят путем определения 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 применением эталонов, указанных в разделе 2

4.4 Допускается выполнение периодической поверки поэлементным способом до ввода в эксплуатацию мобильных эталонных установок 2-го разряда по ГОСТ Р 8.637, работающих на реальных измерительных средах.

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 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 поверок поэлементным способом в случаях, предусмотренных п. 4.3.

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

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 в испытательной лаборатории.¹

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 имитатора нефти и воды ($Q_{ж1}$, $Q_{ж2}$, $Q_{ж3}$) в трех различных

¹ 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.

объемных долях воды (10 %, 70 %, 95 %) и трех расходов газа (воздуха) (Q_{z1} , Q_{z2} , Q_{z3}). 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.

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

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

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

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

где $i = 1 \dots 3$;

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

$Q_{ниj}^э$ – 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% $\pm 15,0$ %.

6.5.3.3 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

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

где $i = 1 \dots 3$;

Q_{rij} – объемный расход газа (воздуха), приведенный к стандартным условиям, измеренный установкой, м³/ч;

Q_{rij}^3 – объемный расход газа (воздуха), приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном 1-го или 2-го разрядов, м³/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 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 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.

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

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

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

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

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% $\pm 6,0\%$;
- 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

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

где $i = 1 \dots 3$;

$Q_{гij}$ – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный установкой, м³/ч;

$Q_{гij}^э$ – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном 2-го разряда на месте эксплуатации, м³/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.

7.3 При отрицательном результате поверки выясняют и устраняют причины отрицательного результата или проводят калибровку установки в соответствии с эксплуатационной документацией. Затем проводят повторную поверку в соответствии с данным документом.

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.