

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ВСЕРОССИЙСКИЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
ИМ.Д.И.МЕНДЕЛЕЕВА»

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ «ВСЕ-
РОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им. Д.И. МЕНДЕЛЕЕВА»
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

СОГЛАСОВАНО

Заместитель директора филиала ВНИИР – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

А.С. Тайбинский

« 01 » февраля 2024 г.



Государственная система обеспечения единства измерений
УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ «МЕРА-ММ.ХХХ»

Методика поверки с изменением № 1

МП 1475-9-2022

Начальник научно-исследовательского отдела

К.А. Левин
Тел. отдела: (843) 272-01-91

г. Казань
2024

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Кудусов Д.И., Ерзиков А.М.
СОГЛАСОВАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на Установки измерительные «МЕРА-ММ.ХХХ» (далее по тексту – установки), и устанавливает методику и средства первичной поверки при вводе в эксплуатацию и после ремонта, а также периодической поверки при эксплуатации.

При проведении поверки установок используются эталоны в соответствии с ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков», согласно которой обеспечивается прослеживаемость поверяемого средства измерений (далее по тексту – СИ) к государственному первичному специальному эталону единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011.

Реализация методики поверки обеспечивается проливным методом и методом поэлементной поверки.

Если очередной срок поверки СИ из состава установки наступает до очередного срока поверки установки, поверяется только это СИ, при этом поверку установки не проводят.

(Измененная редакция, Изм. №1)

2 Перечень операций поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр	Да	Да	6
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	7
Подтверждение соответствия программного обеспечения	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик (далее по тексту – МХ) установки	Да	Да	9
Подтверждение соответствия установки метрологическим требованиям	Да	Да	10

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 При проведении поверки установок проливным методом в лаборатории (не на месте эксплуатации) соблюдают следующие условия.

Таблица 2 – Условия проведения поверки

Наименование параметра	Единицы измерения	Значение
Температура окружающего воздуха	°С	от + 15 до + 25
Относительная влажность воздуха	%	от 30 до 80
Атмосферное давление	кПа	от 84 до 106,7

3.2 Первичную поверку установок проводят проливным методом путем определения допускаемой относительной погрешности при измерении массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды, массы нестабильного газового конденсата, объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, объема газа горючего природного, приведенного к стандартным условиям с применением эталонов, указанных в разделе 4.

(Измененная редакция, Изм. №1)

3.3 Периодическую поверку установок, кроме случаев, предусмотренных п. 4.3 данной методики, проводят проливным методом путем определения допускаемой относительной погрешности при измерении массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды, массы нестабильного газового конденсата, объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, объема газа горючего природного, приведенного к стандартным условиям с применением эталонов, указанных в разделе 4.

(Измененная редакция, Изм. №1)

3.4 При проведении поверки поэлементным способом соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативной документации на поверку СИ, входящих в состав установки.

3.5 При проведении поверки установки на месте эксплуатации температура окружающей среды, относительная влажность воздуха и атмосферное давление не нормируются.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Метрологические и технические требования к средствам поверки приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические и технические требования к средствам поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
п. 9.1 Определение метрологических характеристик	Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с ГОСТ 8.637-2013.	Рабочий эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей 1 разряда в диапазоне значений единицы массового расхода жидкости в составе газожидкостных смесей от 0,1 до 100 т/ч, единицы объемного расхода газа в составе газожидкостных смесей, приведенного к стандартным условиям, от 1,0 до 1600 м ³ /ч, рег. номер 3.7.ABC.0002.2023, утвержден приказом 1705 от 18.08.2023, дата первичной аттестации 14.04.2023; Рабочий эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей 2 разряда с диапазоном воспроизведения массового расхода жидкости в составе газожидкостных смесей от 1,2 т/сут до 1000 т/сут и диапазоном воспроизведения объемного расхода газа в составе газожидкостных смесей, приведенного к стандартным условиям, от 50 м ³ /сут до 144000 м ³ /сут, рег. № 3.7.ABC.0001.2021.
п. 9.1.2 Определение метрологических характеристик установок в поверочной лаборатории	СИ температуры окружающей среды в диапазоне от 15 до 25 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности по каналу температуры $\pm 0,4$ °С, СИ относительной влажности в диапазоне от 10 до 95 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности по каналу относительной влажности ± 3 %, СИ атмосферного давления в	Термогигрометр ИВА-6Н, регистрационный номер 46434-11, диапазон измерений температуры от 0 до 60 °С, влажности от 0 до 98 %, давления от 300 до 1100 гПа, пределы относительной погрешности измерений температуры $\pm 0,3$ °С, влажности ± 3 %, давления $\pm 2,5$ гПа

	диапазоне от 84 до 107 кПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности по каналу атмосферного давления $\pm 0,5$ кПа.	
<i>Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.</i>		

(Измененная редакция, Изм. №1)

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

4.3 Если специфика эксплуатации не допускает возможности проведения периодической поверки установки проливным способом с использованием вышеуказанных эталонов, либо вышеуказанные эталоны отсутствуют, то допускается проводить поверку поэлементным способом, с применением эталонов в соответствии с методиками поверки СИ, входящих в состав установок.

4.4 Эталоны единиц величин, применяемые при поверке, должны быть утверждены приказом Росстандарта в соответствии с п.6 Положения об эталонах единиц величин, используемые в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 23.09.2010 г. № 734. Средства измерений, применяемые при поверке, должны быть утвержденного типа.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другие действующие отраслевые нормативные документы;

- в области пожарной безопасности – Федеральный закон № 69-ФЗ от 21 декабря 1994 г. (в ред. от 01.09.2013) «О пожарной безопасности» и Федеральный закон № 123-ФЗ от 22 июля 2008 года (в ред. ФЗ от 10.07.2012 № 117-ФЗ и от 02.07.2013 № 185-ФЗ) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;

- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

В соответствии с классификацией по взрывопожарной и пожарной опасности блок технологический относится к категории А, блок контроля и управления относится к помещениям категории В4 согласно Ф3-123 от 22 июля 2008 г «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» а по классу взрывоопасной зоны в помещении блока технологического относится к категории В-Ia по классификации «Правил устройства электроустановок» ПУЭ, по категории взрывоопасности и группе взрывоопасной смеси – IIА – ТЗ по ГОСТ 31610.20-1-2020 «Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные».

Площадка установок должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

6 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид установки.

6.1 Комплектность установки должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации.

6.2 При проверке внешнего вида установки должны выполняться следующие требования:

- на компонентах установки не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению и проведению поверки;
- надписи и обозначения на компонентах установки должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации;

6.3 Установка, не прошедшая внешний осмотр, к дальнейшей поверке не допускается.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с руководством по эксплуатации установки. На поверку представляют установки после проведения настройки.

7.2 Опробование

7.2.1 Опробование установки проводят на эталонах 1-го или 2-го разряда в поверочной лаборатории, либо на месте эксплуатации путем подачи питания и фиксирования наличия индикации на средствах измерений, проверки на герметичность и работоспособность посредством изменения параметров потока и качественной оценки реакции на такое изменение.

7.2.2 Результаты опробования считаются удовлетворительными, если при увеличении (уменьшении) значения параметров потока соответствующим образом изменялись показания установки, на ее элементах и компонентах нет следов протечек и запотевания сварных швов.

7.2.3 При поэлементной поверке опробование установки допускается не проводить.

Установка, не прошедшая опробование, к дальнейшей поверке не допускается.

8 Проверка программного обеспечения

8.1 Проверка идентификационных данных ПО

8.1.1 Чтобы определить идентификационные данные ПО установки, необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

Для перехода на экран «Сведения о программе» необходимо последовательно нажать кнопки: «Меню» - «Сведения о программе». На экране «Сведения о программе» отображается наименование и номер версии встроенного ПО контроллера.

8.1.2 Если полученные при этом идентификационные данные соответствуют идентификационным данным, указанным в описании типа установок, то делают вывод о подтверждении соответствия идентификационных данных ПО. В противном случае результаты поверки признают отрицательными.

9 Определение метрологических характеристик установки

9.1 Определение метрологических характеристик установки проводят тремя способами:

- поэлементным способом;
- с помощью эталона 1-го или 2-го разрядов в лаборатории (или Государственного первичного специального эталона единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011);
- с помощью эталона 2-го разряда на месте эксплуатации.

9.1.1 Поверка поэлементным способом осуществляется в соответствии с методиками поверок СИ, входящих в состав установки.

Если все СИ, входящие в состав установки, прошли поверку с положительным результатом, то результат поверки установки считают положительным, установку – пригодной к применению. Допускается при поверке поэлементным способом использовать результаты поверки сторонних организаций на СИ входящие в состав установки. Сведения о поверке СИ, входящих в состав установки, должны содержаться в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

9.1.2 Определение допускаемой относительной погрешности при измерении массового расхода скважинной жидкости, массы нестабильного газового конденсата, массового расхода скважинной жидкости без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, объема газа горючего природного, приведенного к стандартным условиям с помощью эталонов 1-го или 2-го разрядов¹ (или Государственного первичного специального эталона единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011 (далее по тексту – ГЭТ 195)).

(Измененная редакция, Изм. №1)

9.1.2.1 Допускаемую относительную погрешность при измерении каждого параметра определяют сравнением значений каждого параметра, измеренного установкой, со значениями соответствующего параметра, воспроизведенного эталоном 1-го или 2-го разрядов (или ГЭТ 195), используя в качестве измеряемой среды газожидкостную смесь из имитатора нефти, воды и газа (воздуха) с параметрами согласно таблице 4 для бессепарационной модификации установок и таблице 5 для сепарационной модификации установок. В каждой i -й точке проводят не менее трех измерений.

Таблица 4 – Режимы воспроизведения многофазного потока

Таблица 4 – Режимы воспроизведения многофазного потока			
№	Расход жидкости, $Q_{Ж}$, т/ч	Объемная доля воды в жидкой фазе, WLR , % об. доли	Объемная доля газа в ГЖС, %
1	$(0,01 - 0,35) \cdot Q_{Ж}^{max}$	от 0,1 до 70	от 2 до 95
2	$(0,35 - 0,7) \cdot Q_{Ж}^{max}$		
3	$(0,7 - 1,0) \cdot Q_{Ж}^{max}$		
4	$(0,01 - 0,35) \cdot Q_{Ж}^{max}$	свыше 70 до 95	
5	$(0,35 - 0,7) \cdot Q_{Ж}^{max}$		
6	$(0,7 - 1,0) \cdot Q_{Ж}^{max}$		
$Q_{Ж}^{max}$ - максимальный расход жидкости, воспроизводимый эталоном или максимальный расход, измеряемый установкой согласно описанию типа и эксплуатационной документации, т/ч			

Таблица 5 – Режимы воспроизведения многофазного потока

№	Объемная доля воды в жидкой фазе, WLR , % об. доли	Расход жидкости, $Q_{\text{ж}}$, т/ч	Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям ² , $Q_{\text{г}}$, м ³ /ч
1	от 0,1 до 70	$(0,01 - 0,35) \cdot Q_{\text{ж}}^{\text{max}}$	$(0,01 - 0,5) \cdot Q_{\text{г}}^{\text{max}}$
2			$(0,5 - 1,0) \cdot Q_{\text{г}}^{\text{max}}$

¹ Если в качестве рабочей среды в эталоне 2-го разряда используют газожидкостную смесь, состоящую из воды и воздуха, то допускаемую относительную погрешность при измерении массового расхода скважинной жидкости без учета воды не определяют. При этом поверка считается выполненной в полном объеме.

² Расход газа (воздуха) выбирается при опробовании установки и зависит от расхода жидкости, а также эксплуатационных возможностей стенда и установки.

№	Объемная доля воды в жидкой фазе, WLR , % об. доли	Расход жидкости, $Q_{Ж}$, т/ч	Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям ² , $Q_{Г}$, м ³ /ч
3		$(0,35 - 0,7) \cdot Q_{Ж}^{max}$	$(0,01 - 0,5) \cdot Q_{Г}^{max}$
4			$(0,5 - 1,0) \cdot Q_{Г}^{max}$
5		$(0,7 - 0,99) \cdot Q_{Ж}^{max}$	$(0,01 - 0,5) \cdot Q_{Г}^{max}$
6			$(0,5 - 1,0) \cdot Q_{Г}^{max}$
7	свыше 70 до 95	$(0,01 - 0,35) \cdot Q_{Ж}^{max}$	$(0,01 - 0,5) \cdot Q_{Г}^{max}$
8			$(0,5 - 1,0) \cdot Q_{Г}^{max}$
9		$(0,35 - 0,7) \cdot Q_{Ж}^{max}$	$(0,01 - 0,5) \cdot Q_{Г}^{max}$
10			$(0,5 - 1,0) \cdot Q_{Г}^{max}$
11	свыше 70 до 95	$(0,7 - 0,99) \cdot Q_{Ж}^{max}$	$(0,01 - 0,5) \cdot Q_{Г}^{max}$
12			$(0,5 - 1,0) \cdot Q_{Г}^{max}$
$Q_{Ж}^{max}$ – максимальный расход жидкости, воспроизводимый эталоном или максимальный расход, измеряемый установкой согласно описанию типа и эксплуатационной документации, т/ч			
$Q_{Г}^{max}$ – максимальный расход газа, приведенный к стандартным условиям, воспроизводимый эталоном или максимальный расход, измеряемый установкой согласно описанию типа и эксплуатационной документации, м ³ /ч			

9.1.3 Определение допускаемой относительной погрешности при измерении массового расхода скважинной жидкости, массы нестабильного газового конденсата, массового расхода скважинной жидкости без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, объема газа горючего природного, приведенного к стандартным условиям, с помощью эталона 2-го разряда на месте эксплуатации.

(Измененная редакция, Изм. №1)

9.1.3.1 Допускаемую относительную погрешность при измерении каждого параметра массового расхода скважинной жидкости, массы нестабильного газового конденсата, массового расхода скважинной жидкости без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, объема газа горючего природного, приведенного к стандартным условиям определяют сравнением результатов измерений установки с результатами измерений, полученными с помощью эталона 2-го разряда. В качестве измеряемой среды используется реальный флюид, поступающий из скважин(ы).

(Измененная редакция, Изм. №1)

9.1.3.2 Измерения производятся при последовательном включении в поток установки и эталона 2-го разряда, в соответствии с их эксплуатационной документацией. Процессы измерений не должны происходить одновременно, т.е. сначала проводят измерения с применением измерительной установки, далее с применением эталона 2-го разряда.

9.1.3.3 В зависимости от количества обслуживаемых измерительной установкой скважин, определяется количество точек расхода, в которых осуществляется поверка. Если установка обслуживает более трех скважин, то выбираются три скважины с наименьшим, средним и максимальным расходом скважинной жидкости. Если измерительная установка обслуживает три и менее скважин, то проводят не менее трех измерений на каждой скважине. За результат измерений принимается среднее значение измеряемой величины в каждой точке.

9.1.3.4 При поверке установки в условиях эксплуатации с помощью эталона 2-го разряда, поверка СИ из состава установки, участвующих в процессе измерений массового расхода скважинной жидкости, массы нестабильного газового конденсата, массового расхода скважинной

жидкости без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, объема газа горючего природного, приведенного к стандартным условиям, не проводится. При выходе из строя СИ из состава установки допускается его замена на такое же или аналогичное СИ, указанное в описании типа установок, с положительным результатом поверки на момент замены. После проведения работ по замене, повторная поверка установки не проводится.

(Измененная редакция, Изм. №1)

9.2. При отсутствии функций измерений массы и массового расхода скважинной жидкости, и/или массы нестабильного газового конденсата, и/или массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды, и/или объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, и/или объема газа горючего природного, приведенного к стандартным условиям, относительная погрешность измерений вышеуказанных величин не определяется.

(Измененная редакция, Изм. №1)

10 Подтверждение соответствия установки метрологическим требованиям

10.1 При каждом i -м измерении в j -й точке расхода относительная погрешность определяется по формуле:

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

где δQ_{ij} – относительная погрешность установки при измерении расхода, %;

Q_{ij} – значение, измеренное установкой (массового расхода скважинной жидкости (замениителя нефти), нестабильного газового конденсата (замениителя нефти), массового расхода скважинной жидкости (замениителя нефти) без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, объема газа горючего природного, приведенного к стандартным условиям) при i -м измерении в j -й точке расхода, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$)

$Q_{ij}^{\text{э}}$ – значение, воспроизведенное эталоном (массового расхода скважинной жидкости (имитатора нефти), нестабильного газового конденсата (замениителя нефти), массового расхода скважинной жидкости (замениителя нефти) без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, объема газа горючего природного, приведенного к стандартным условиям) при i -м измерении в j -й точке расхода, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$)

(Измененная редакция, Изм. №1)

Результаты поверки считаются положительными, если ни одно из значений относительной погрешности не превышает пределов допускаемой относительной погрешности указанных ниже.

Значение допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости, массы нестабильного газового конденсата при каждом измерении не должно превышать $\pm 2,5\%$.

Значение относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды при каждом измерении не должно превышать:

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

Значение допускаемой относительной погрешности измерения объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, объема газа горючего природного, приведенных к стандартным условиям, при каждом измерении не должно превышать $\pm 5\%$.

(Измененная редакция, Изм. №1)

10.2 В случае если условие не выполняется хотя бы для одного измерения соответствующей величины, то проводят дополнительное измерение и повторно определяют относительную погрешность измерения соответствующей величины. Если это условие продолжает не выполняться, то поверку прекращают до выявления и устранения причин невыполнения данного ус-

ловия. После устранения причин заново проводят серию из не менее трех измерений соответствующей величины, и определяют относительную погрешность ее измерения. В случае если условие повторно не выполняется, результаты поверки считают отрицательными.

11 Оформление результатов поверки

Сведения о результатах поверки установки в целях подтверждения поверки передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

По заявлению владельца установки или лица, предоставившего установку на поверку, в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510:

- при положительных результатах поверки выдается свидетельство о поверке;
- в случае отрицательных результатов поверки выдается извещение о непригодности к применению.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и/или в паспорте установок.

Результаты поверки проливным способом оформляют протоколом произвольной формы.

При отрицательных результатах поверки установку к эксплуатации не допускают.