

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

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ -
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ 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



« 03... » июня 2025 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ «Мера-МР»

Методика поверки

МП 1736-9-2025

Начальник научно-
исследовательского отдела

К.А. Левин
Тел. отдела: +7(843) 272-01-91

г. Казань
2025 г.

РАЗРАБОТАНА ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

ИСПОЛНИТЕЛИ А.М. Ерзиков

СОГЛАСОВАНА ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

1 Общие положения

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

В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические требования

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода скважинной жидкости ¹⁾ , т/ч (т/сут)	от 0,1 до 2000 (от 2,4 до 48000)
Диапазон измерений объемного расхода свободного попутного нефтяного газа в рабочих условиях ²⁾ , м ³ /ч	от 0,1 до 3080
Диапазон измерений объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям ²⁾ , м ³ /ч	0,1 до 70000
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения массы и массового расхода скважинной жидкости, %	± 2,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа при содержании воды (в объемных долях), %:	
- от 0 % до 70 %	± 6
- свыше 70 % до 95 %	± 15
- свыше 95 %	не нормируется
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа в рабочих условиях, %	± 5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	± 5

¹⁾ Конкретный диапазон измерений массы и массового расхода скважинной жидкости зависит от исполнения установки, указанной в эксплуатационной документации установки

²⁾ Конкретный диапазон измерений объемного расхода свободного попутного нефтяного газа зависит от исполнения установки, указанной в эксплуатационной документации установки

При проведении поверки установок используются эталоны в соответствии с ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков», ЛПС 01-09-2023 «Локальная поверочная схема для средств измерений массы и объема жидкости и газа в многофазном потоке, массового и объемного расходов жидкости и газа в многофазном потоке, объемной доли жидкости и газа в многофазном потоке» согласно которым обеспечивается прослеживаемость поверяемого средства измерений (далее по тексту – СИ) к Государственному первичному специальному эталону единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011 (далее по тексту – ГЭТ 195).

Реализация методики поверки обеспечивается проливным методом прямых измерений в лаборатории или на месте эксплуатации.

2 Перечень операций поверки

Перечень операций при проведении первичной и периодической поверки представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень операций при проведении первичной и периодической поверки

Наименование операции поверки	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	7
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	8
Проверка программного обеспечения	Да	Да	9
Определение метрологических характеристик (далее по тексту – МХ) установки	Да	Да	10
Подтверждение соответствия установки метрологическим требованиям	Да	Да	11

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Первичную и периодическую поверку установок проводят проливным методом прямых измерений путем определения допускаемой относительной погрешности при измерениях массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа, объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, с применением эталонов, указанных в разделе 5.

3.2 При проведении поверки установок проливным методом прямых измерений в условиях поверочной лаборатории соблюдают условия, приведенные в таблице 3.

Таблица 3 – Условия проведения поверки установок

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

3.3 При проведении поверки установок на месте эксплуатации параметры окружающей и рабочей среды не должны превышать значений, указанных в технической документации применяемого эталона.

3.4 Периодическую поверку установок проводят проливным методом прямых измерений путем определения допускаемой относительной погрешности при измерении массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа, объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, с применением эталонов, указанных в разделе 5.

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

4.1 При проведении поверки специалисты должны соответствовать следующим требованиям:

- обладать навыками работы на применяемых средствах измерений;
- знать требования данного документа;
- обладать навыками работы по данному документу.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

5.1 Метрологические и технические требования к средствам поверки приведены в таблице 4.

Таблица 4 – 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. 10.1 Определение метрологических характеристик	Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с ГОСТ 8.637-2013 и ЛПС 01-09-2023	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. № 3.7.АВС.0004.2025; Рабочий эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей 2 разряда в диапазоне значений единицы массового расхода жидкости в составе газожидкостных смесей от 1 до 20 т/ч, единицы объемного расхода газа в составе газожидкостных смесей, приведенного к стандартным условиям, от 0,1 до 6000 м ³ /ч рег. № 3.7.АХЛ.0001.2024.
п. 10.1.1 Определение метрологических характеристик установок в поверочной лаборатории	СИ температуры окружающей среды в диапазоне 15 до 25 °C, пределы допускаемой абсолютной погрешности по каналу температуры ±0,4 °C, СИ относительной влажности воздуха в диапазоне от 10 до 95 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности по каналу относительной влажности ±3 %, СИ атмосферного давления в диапазоне от 84 до 106 кПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности по каналу атмосферного давления ±0,5 кПа	Измеритель-регистратор параметров микроклимата ТКА-ПЛК-26-Д, регистрационный номер 76454-19, диапазон измерений температуры от минус 30 °C до 60 °C, влажности от 5 до 98 %, давления от 70 до 120 кПа, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений относительной влажности ±3 %, предел допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры воздуха ±0,3 °C (в диапазоне от 15 °C до 25 °C), предел допускаемой основной абсолютной погрешности измерений атмосферного давления ±0,2 кПа (в диапазоне от 5 °C до 60 °C)

Примечания:

- 1 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемой установки с требуемой точностью;
- 2 Эталоны и СИ, используемые в качестве средств поверки, должны быть аттестованы или иметь действующие сведения о положительных результатах поверки, включенные в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

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

5.3 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.

5.4 Для различных модификаций установок поверка проводится в диапазонах расходов рабочей среды согласно паспорту.

6 Требования по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении поверки соблюдают требования безопасности, действующие в помещениях, где проводится поверка, и/или требования безопасности, установленные в руководстве по эксплуатации на эталонное оборудование и на поверяемую установку.

7 Внешний осмотр средства измерений

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид установки.

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

7.2 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;

- внешний вид должен соответствовать описанию и изображению, приведенному в описании типа;

- надписи и обозначения на компонентах установки должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации;

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

8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

8.1 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке выполняют следующие работы:

- проверка выполнения условий разделов 3, 4, 5 и 6 настоящей методики;

- подготовка к работе установки и средств поверки согласно их эксплуатационным документам.

На поверку представляют установки после проведения настройки.

8.2 Опробование

Опробование установки проводят на эталонах 1-го или 2-го разряда в поверочной лаборатории, либо 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.

8.3 Проверка герметичности установки

При рабочем давлении проверяют герметичность фланцевых соединений, технологических трубопроводов визуально в течение 5 мин.

Установка считается выдержавшей проверку, если на элементах и компонентах установки нет следов протечек измеряемой среды.

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

9 Проверка программного обеспечения

Идентификационные данные ПО определяются визуально (при активации подпункта меню «о программе»).

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

10 Определение метрологических характеристик средства измерений

10.1 Определение метрологических характеристик установки проводят двумя методами:

- с помощью эталона 1-го и 2-го разрядов в лаборатории (или ГЭТ 195) проливным методом прямых измерений;
- с помощью эталона 2-го разряда на месте эксплуатации проливным методом прямых измерений.

10.1.1 Определение относительной погрешности при измерении массового расхода скважинной жидкости, массового расхода скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, с помощью эталонов 1-го и 2-го разрядов в лаборатории проливным методом прямых измерений

10.1.1.1 Относительную погрешность при измерении каждого параметра определяют сравнением значений каждого параметра, измеренного установкой, со значениями соответствующего параметра, воспроизведенного эталоном, используя в качестве измеряемой среды газожидкостную смесь из имитатора нефти, воды и газа (воздуха) с параметрами согласно таблице 5. При проведении поверки допускается отклонение задания режимов многофазного потока от указанных в таблице 5 параметров в пределах возможностей испытательного оборудования или установки. Время измерений в каждой точке зависит от типоразмера установки.

Таблица 5 – Режимы воспроизведения многофазного потока

№ точки	Объемная доля воды <i>WLR</i> , %	Объемная доля газа, <i>GVF</i> , %	Массовый расход жидкости <i>G_L</i> , т/ч
1			<i>G_{Lmin}</i>
2		0-30	<i>G_{Lcp}</i>
3			<i>G_{Lmax}</i>
4			<i>G_{Lmin}</i>
5	0-70	30-60	<i>G_{Lcp}</i>
6			<i>G_{Lmax}</i>
7		60-90	<i>G_{Lmin}</i>
8			<i>G_{Lcp}</i>
9		90-95	<i>G_{Lmin}</i>
10	70-95	0-30	<i>G_{Lmin}</i>
11			<i>G_{Lcp}</i>
12			<i>G_{Lmax}</i>
13	70-95	30-60	<i>G_{Lmin}</i>
14			<i>G_{Lcp}</i>
15			<i>G_{Lmax}</i>
16	70-95	60-90	<i>G_{Lmin}</i>
17			<i>G_{Lcp}</i>
18		90-95	<i>G_{Lmin}</i>

Примечания:

1. *G_{Lmax}* и *G_{Lmin}* – максимальный и минимальный расход жидкости, измеряемый установкой согласно эксплуатационной документации или воспроизводимый эталоном в зависимости от технической возможности эталона, т/ч;

2. *G_{Lcp}* – средний расход жидкости, равный $(G_{Lmax} + G_{Lmin})/2$, т/ч

3. При воспроизведении газожидкостной смеси комбинация объемной доли воды в жидкой фазе и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, могут варьироваться

10.1.2 Определение относительной погрешности при измерении массового расхода

скважинной жидкости, массового расхода скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, с помощью эталона 2-го разряда на месте эксплуатации проливным методом прямых измерений

Относительную погрешность 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 относительных погрешностей измерений массового расхода скважинной жидкости, массового расхода скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, производится одновременно в скважинном флюиде с соответствующим соотношением компонентов. Проводят три измерения. Время измерений в каждой точке в зависимости от эксплуатационных характеристик скважин.

11 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

11.1 Относительную погрешность i -го измерения массового расхода скважинной жидкости δG_{Lij} , %, в j -ой точке определяют по формуле

$$\delta G_{Lij} = \frac{G_{Lij} - G_{Lij}^{\vartheta}}{G_{Lij}^{\vartheta}} \cdot 100, \quad (1)$$

где G_{Lij} – массовый расход жидкости, измеренный установкой при i -м измерении в j -ой точке, т/ч;

G_{Lij}^{ϑ} – массовый расход жидкости, воспроизведенный эталоном 1-го или 2-го разрядов при i -м измерении в j -ой точке, т/ч.

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

11.2 Относительную погрешность i -го измерения массового расхода скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа δG_{0ij} , %, в j -ой точке определяют по формуле

$$\delta G_{0ij} = \frac{G_{0ij} - G_{0ij}^{\vartheta}}{G_{0ij}^{\vartheta}} \cdot 100, \quad (2)$$

где G_{0ij} – массовый расход имитатора нефти (скважинной жидкости без учета воды и газа), измеренный установкой при i -м измерении в j -ой точке, т/ч;

G_{0ij}^{ϑ} – массовый расход имитатора нефти, воспроизведенный эталоном 1-го или 2-го разрядов при i -м измерении в j -ой точке, т/ч.

Значение относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа при каждом измерении не должно превышать:

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

11.3 Относительную погрешность i -го измерения объемного расхода свободного попутного нефтяного газа (воздуха), $\delta Q_{\Gamma ij}$, %, в j -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{\Gamma ij} = \frac{Q_{\Gamma ij} - Q_{\Gamma ij}^{\vartheta}}{Q_{\Gamma ij}^{\vartheta}} \cdot 100, \quad (3)$$

где $Q_{\Gamma ij}$ – объемный расход свободного попутного нефтяного газа (воздуха), приведенный к стандартным условиям/объемный расход газа в рабочих условиях, измеренный установкой при i -м измерении в j -ой точке, т/ч;

$Q_{\Gamma ij}^{\vartheta}$ – объемный расход свободного попутного нефтяного газа (воздуха), приведенный к стандартным условиям /объемный расход газа в рабочих условиях,

воспроизведенный эталоном 1-го или 2-го разрядов при i -м измерении в j -ой точке, т/ч.

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

Значение относительной погрешности измерения объемного расхода свободного попутного нефтяного газа (воздуха) в рабочих условиях, при каждом измерении не должно превышать $\pm 5\%$.

11.4 Установка признается прошедшей поверку, если относительные погрешности измерений не превышают величин, указанных в пунктах 11.1, 11.2, 11.3.

11.5 В случае, если это условие для любого i -го измерения не выполняется, проводят дополнительное измерение соответствующей величины и повторно определяют относительную погрешность измерения соответствующей величины. Если после этого значение относительной 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 относительную погрешность для каждого измерения. Если значения относительной погрешности измерений вновь превышают значения, указанные в пунктах 11.1, 11.2 или 11.3, результаты поверки считают отрицательными.

11.6 При отрицательном результате выполнение дальнейших операций по поверке прекращают.

12 Оформление результатов поверки

12.1 Результаты поверки, измерений и вычислений заносят в протокол поверки произвольной формы.

12.2 Сведения о результатах поверки передают в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с порядком проведения поверки средств измерений, предусмотренным действующим законодательством РФ.

12.3 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 и/или вносится запись о проведенной поверке в паспорте, знак поверки наносится на свидетельство о поверке и/или в паспорте установки в виде оттиска поверительного клейма или наклейки;

- в случае отрицательных результатов поверки выдается извещение о непригодности к применению.

При оформлении свидетельства диапазоны расходов указываются в соответствии с эксплуатационной документацией установки.

При отрицательных результатах поверки установку к эксплуатации не допускают.