

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»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию ВНИИР – филиала
ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
А.С. Тайбинский

«27» 10 2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений.

УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ «МЕРА-МР»

Методика поверки

МП 1216-9-2020

Начальник НИО-9

К.А. Левин
Тел. отдела: +7 (843) 272-41-60

Казань
2020

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ	В.В. Гетман
УТВЕРЖДЕНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

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

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

Интервал между поверками – четыре года.

1. Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 - Операции поверки

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	6.5	Да	Да

2. Средства поверки

2.1 Первичную и периодическую поверку проводят проливным способом с использованием следующих эталонов по ГОСТ 8.637-2013 «Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков»:

- рабочие эталоны 1-го разряда 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 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 Если специфика эксплуатации установок не допускает возможности проведения первичной или периодической поверки установок проливным способом, либо отсутствуют передвижные эталоны по ГОСТ 8.637, то допускается проводить поверку поэлементным способом согласно п. 6.5.2.

2.4 Поверка с использованием передвижного эталона на месте эксплуатации по ГОСТ 8.637 проводится согласно п. 6.5.3.

2.5 При проведении поверки установок поэлементным способом используются средства поверки, указанные в методиках поверки СИ, входящих в состав установок.

2.6 Для различных модификаций установок допускается проводить поверку в меньшем диапазоне расхода нефтегазоводяной смеси согласно паспорта на установку.

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 должны соблюдаться условия, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Условия проведения поверки установок

№ п/п	Наименование параметра	Единицы измерения	Количество
1	Температура окружающего воздуха (внутри помещений установки)	°С	от +15 до +25
2	Относительная влажность воздуха	%	от 30 до 80
3	Атмосферное давление	кПа	от 84 до 106,7

4.2 При проведении поверки поэлементным способом соблюдают условия в соответствии с требованиями документов на методики поверки СИ, входящих в состав установки.

4.3 При проведении поверки установки на месте эксплуатации с применением мобильных эталонов (работающих на реальных измерительных средах) по ГОСТ 8.637, параметры окружающего воздуха, относительная влажность воздуха и атмосферное давление не нормируются.

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

6.3 Проверка идентификационных данных ПО

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

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

Опробование при поверке с использованием эталонов по ГОСТ 8.637 с применением имитатора нефтегазоводяной смеси проводят тестовыми испытаниями.

Опробование при поверке поэлементным способом проводят тестовыми испытаниями в соответствии с методиками поверки на СИ, входящие в состав установки.

Проверяют действие и взаимодействие компонентов установки в соответствии с эксплуатационными документами.

6.5 Определение метрологических характеристик

Определение метрологических характеристик проводят проливым способом с использованием эталонов по ГОСТ 8.637 (п. 6.5.1), поэлементным способом (п. 6.5.2), или в условиях эксплуатации (п. 6.5.3).

6.5.1 Определение метрологических характеристик установки при первичной или периодической поверке проливым способом

6.5.1.1 Определение относительной погрешности установки при измерениях массового расхода жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, массового расхода жидкости за вычетом массы воды в составе нефтегазоводяной смеси, объемного расхода попутного свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, в составе нефтегазоводяной смеси проводится с использованием эталонов по ГОСТ 8.637.

При проведении поверки установка подключается к эталону, на эталоне воспроизводится газожидкостный поток с параметрами, соответствующими таблице 3. В каждой *i*-ой точке проводят не менее трех измерений.

Т а б л и ц а 3 - Параметры газожидкостного потока

№	Расход жидкости, $Q_{Ж}$, т/ч	Объемная доля воды в жидкой фазе, %	Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, $Q_{Г}$, м ³ /ч
1	$(0,01 - 0,35) \cdot Q_{Ж}^{max}$	от 0 до 35	$(0,0 - 0,35) \cdot Q_{Г}^{max}$
2		от 35 до 70	$(0,35 - 0,7) \cdot Q_{Г}^{max}$
3		от 70 до 100	$(0,7 - 1,0) \cdot Q_{Г}^{max}$
4	$(0,35 - 0,7) \cdot Q_{Ж}^{max}$	от 0 до 35	$(0,0 - 0,35) \cdot Q_{Г}^{max}$
5		от 35 до 70	$(0,35 - 0,7) \cdot Q_{Г}^{max}$
6		от 70 до 100	$(0,7 - 1,0) \cdot Q_{Г}^{max}$
7	$(0,7 - 1,0) \cdot Q_{Ж}^{max}$	от 0 до 35	$(0,0 - 0,35) \cdot Q_{Г}^{max}$
8		от 35 до 70	$(0,35 - 0,7) \cdot Q_{Г}^{max}$
9		от 70 до 100	$(0,7 - 1,0) \cdot Q_{Г}^{max}$

Примечание: При воспроизведении газожидкостного потока комбинации объемной доли воды в жидкой фазе и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, могут варьироваться

$Q_{Ж}^{max}$ - максимальный расход жидкости, воспроизводимый эталоном, или максимальный расход жидкости, измеряемый установкой, согласно описанию типа и эксплуатационной документации;

Q_G^{\max} - максимальный расход газа, приведенный к стандартным условиям, воспроизводимый эталоном, или максимальный расход газа, измеряемый установкой, согласно описанию типа или эксплуатационной документации.

6.5.1.2 При определении метрологических характеристик установки в испытательной лаборатории с использованием рабочего эталона 2-го разряда по ГОСТ 8.637, использующего в качестве рабочей среды смесь вода + воздух, относительная погрешность измерений массового расхода скважинной жидкости без учета воды не определяется. Параметры газожидкостного потока задаются согласно таблицы 2 по массовому расходу жидкости и объемному расходу газа, приведенному к стандартным условиям.

6.5.1.3 При каждом i -ом измерении в j -ой точке расхода относительная погрешность установки при измерении массы и массового расхода нефти (объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, массы и массового расхода нефти без учета воды), %, определяется по формуле

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

где Q_{ij} - показания, или значения выходного сигнала установки при i -м измерении в j -ой точке расхода;

$Q_{ij}^{\text{эт}}$ - показания или значения выходного сигнала эталона при i -м измерении в j -ой точке расхода.

6.5.1.4 Результаты поверки считаются удовлетворительными, если:

- основная относительная погрешность измерений массы и массового расхода нефти (жидкости в составе нефтегазоводяной смеси) не превышает $\pm 2,5\%$ ¹⁾;

- основная относительная погрешность измерений массы и массового расхода нефти без учета массы воды не превышает²⁾:

- при содержании объемной доли воды до 70 % $\pm 6,0\%$;

- при содержании объемной доли воды от 70 до 95 % $\pm 15,0\%$;

- основная относительная погрешность измерений объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, не превышает $\pm 5,0\%$ ³⁾.

1) При использовании в составе установки расходомера многофазного Pietro Fiorentini исполнения Flowatch 3i пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти не превышают $\pm 5,0\%$.

2) При использовании в составе установки расходомера многофазного Pietro Fiorentini исполнения Flowatch 3i пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти без учета воды при содержании объемной доли воды в нефти: от 0 до 70 % $\pm 10,0\%$.

3) При использовании в составе установки расходомера многофазного Pietro Fiorentini исполнения Flowatch 3i пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям не превышают $\pm 10,0\%$.

6.5.1.5 Если условие (1) не выполняется хотя бы для одного измерения соответствующей величины, то проводят дополнительное измерение и повторно определяют относительную погрешность измерения соответствующей величины. Если условие не выполняется повторно, то поверку прекращают до выявления и устранения причины невыполнения. После устранения причин заново проводят серию из не менее трех измерений соответствующей величины и определяют относительную погрешность измерений. В случае, если условие вновь не выполняется, результаты поверки считаются отрицательными.

6.5.2 Определение метрологических характеристик поэлементным способом

6.5.2.5 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав установок, поэлементным способом проводят в соответствии с методиками поверки, приведенными в описании типа соответствующего СИ.

6.5.2.6 Если по результатам поверки всех СИ, входящих в состав установок, их метрологические характеристики соответствуют указанным в описании типа соответствующего СИ, установка считается поверенной и пригодной к эксплуатации.

6.5.3 Определение метрологических характеристик в условиях эксплуатации

6.5.3.1 При поверке установок в условиях эксплуатации, проводят одновременные измерения с применением установки и рабочего эталона.

В зависимости от количества обслуживаемых установкой скважин, определяется количество точек расхода, в которых осуществляется поверка. Если установка обслуживает более трех скважин, то выбирают три скважины с наименьшим, средним и максимальным расходом нефтегазоводяной смеси.

Проводят не менее трех измерений на каждой скважине с применением установки и рабочего эталона в соответствии с эксплуатационной документацией установки и рабочего эталона. Если установка обслуживает три и менее скважин, то проводят не менее трех измерений на каждой скважине.

При поверке установок в условиях эксплуатации проливным способом поверка СИ, участвующих в процессе измерений массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси без учета воды и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, не проводится. При выходе из строя СИ из состава установки допускается его замена на такое же СИ с положительным результатом поверки на момент замены. После проведения работ по замене повторная поверка установки не проводится.

Проводят измерения массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси без учета воды и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, с применением установки и рабочего эталона не менее трех раз в каждой точке расхода. За результат измерений принимается среднее значение измеряемой величины в каждой точке расхода.

Относительную погрешность установки в условиях эксплуатации по каждой из измеряемых величин определяют сравнением результатов измерений установки с результатами измерений, полученными с помощью рабочего эталона.

Относительную погрешность измерений массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, $\delta Q_{Ж}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta Q_{Ж} = \frac{Q_{Ж} - Q_{Ж}^{эм}}{Q_{Ж}^{эм}} \cdot 100\%, \quad (2)$$

где $Q_{Ж}$ – массовый расход жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, измеренный установкой, т/ч;

$Q_{Ж}^{эм}$ – массовый расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, измеренный с применением рабочего эталона, т/ч.

Относительную погрешность измерений массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси без учета воды, $\delta Q_{НБВ}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta Q_{НБВ} = \frac{Q_{НБВ} - Q_{НБВ}^{эм}}{Q_{НБВ}^{эм}} \cdot 100\%, \quad (3)$$

где $Q_{НБВ}$ – массовый расход жидкой фазы нефтегазоводяной смеси без учета воды, измеренный установкой, т/ч;

$Q_{НБВ}^{эм}$ – массовый расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси без учета воды, измеренный с применением рабочего эталона, т/ч.

Относительную погрешность измерений объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям измерительной ($\delta Q_{Г}$, %) вычисляют по формуле

$$\delta Q_{Г} = \frac{Q_{Г} - Q_{Г}^{эм}}{Q_{Г}^{эм}} \cdot 100\%, \quad (4)$$

где Q_G – объемный расход попутного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный установкой, т/ч;

Q_G^m - объемный расход попутного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный с применением рабочего эталона, т/ч.

6.5.3.2 Результаты поверки установки считают положительными, если выполняются условия, указанные в п. 6.5.3.1.

6.5.3.3 Если условие (2, 3, 4) не выполняется хотя бы для одного измерения соответствующей величины, то проводят дополнительное измерение и повторно определяют относительную погрешность измерения соответствующей величины. Если условие не выполняется повторно, то поверку прекращают до выявления и устранения причины невыполнения. После устранения причин заново проводят серию измерений соответствующей величины и определяют относительную погрешность измерений. В случае, если условие вновь не выполняется, результаты поверки считаются отрицательными.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

7.2 Результаты поверки установки 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».

7.3 При проведении поверки установки в сокращенном объеме информация об объеме проведенной поверки передается в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

7.4 По заявлению владельца установки или лица, представившего установку на поверку, при положительных результатах поверки выдается свидетельство о поверке в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510, или в случае отрицательных результатов поверки выдается извещение о непригодности применения установки.

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

7.6 При отрицательных результатах поверки установку к эксплуатации не допускают.