

**Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии
(Росстандарт)
Федеральное бюджетное учреждение
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний
в Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе – Югра,
Ямало-Ненецком автономном округе»
(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)**

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по метрологии
ФБУ «Тюменский ЦСМ»



Д.С. Чередников

«25» июня 2019 г.

И Н С Т Р У К Ц И Я
Государственная система обеспечения единства измерений
УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ «МЕРА-ММ.(SPD)»

Методика поверки

2019 г.

Разработана

ФБУ «Тюменский ЦСМ»

Главный метролог

Р.О. Сулейманов

Инженер по метрологии

М. Е. Майоров

Настоящая инструкция распространяется на установки измерительные «Мера-ММ.(SPD).(SPD)» (далее – установки) и устанавливает методику их первичной (при выпуске из производства и после ремонта) и периодической поверки.

Интервал между поверками установок: четыре года.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

1.1 Внешний осмотр (п. 6.1).

1.2 Опробование (п. 6.2).

1.3 Определение метрологических характеристик (далее – МХ) (п. 6.3).

1.3.1 Проведение поверки поэлементным способом (п. 6.3.1).

1.3.2 Проведение поверки проливным способом (п. 6.3.2).

П р и м е ч а н и е – Первичную поверку проводят только проливным способом (п. 6.3.2). Периодическую поверку допускается проводить поэлементным способом (п. 6.3.1).

2 Средства поверки

2.1 Основное поверочное оборудование:

2.1.1 При поверке по п. 6.3.1, указано в НД на поверку СИ, находящихся в составе установок.

2.1.2 При поверке по п. 6.3.2 – рабочий эталон 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013.

2.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых установок с требуемой точностью.

2.3 Эталоны единиц величин, используемые при поверке СИ, должны быть аттестованы в соответствии с Положением об эталонах единиц величин, используемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 23 сентября 2010 г. N 734 «Об эталонах единиц величин, используемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений». Вспомогательное оборудование должно быть аттестовано в установленном порядке.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, установленные:

- Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
- Правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;
- Правилами технической эксплуатации электроустановок;
- Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

4 Условия поверки

4.1 При проведении поверки установок с применением эталонов по ГОСТ 8.637-2013 (кроме мобильных эталонных установок, работающих на реальных измерительных средах и применяемых при поверке установок на месте эксплуатации) соблюдают условия, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Условия проведения поверки

Наименование параметра	Значение
Температура окружающего воздуха (внутри помещений установки), °С	от +15 до +30
Относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80
Атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7

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

5 Подготовка к поверке

5.1 Подготовка к поверке проводят в соответствии с руководством по эксплуатации установки и НД на поверку СИ, входящих в состав установки.

5.2 Средства измерений, входящие в состав установки измерительной «Мера-ММ.(SPD)», должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм.

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр и проверка комплектности технической документации

6.1.1 При внешнем осмотре и проверке комплектности технической документации должно быть установлено соответствие установки следующим требованиям:

- наличие эксплуатационно-технической документации на установку и СИ, входящие в состав установки;

- на компонентах установки не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;

- надписи и обозначения на компонентах установки должны быть четкими и соответствующими эксплуатационно-технической документации;

- целостность поверительных пломб или оттисков поверительных клейм на средствах измерений, входящих в состав установки (при их наличии).

6.1.2 Результаты осмотра считают удовлетворительными, если выполняются вышеуказанные требования.

6.1.3 В случае неудовлетворительных результатов внешнего осмотра поверку прекращают.

6.2 Опробование

6.2.1 Опробование СИ, входящих в состав установки, при поэлементном способе поверки проводят в соответствии с НД на их поверку.

6.2.2 Опробование установки проводят с помощью эталона 1 или 2 разрядов, либо с применением эталона 2 разряда по ГОСТ 8.637-2013 на коллекторе скважины (при поверке на месте эксплуатации). Опробование установки проводят путем изменения параметров потока и качественной оценки реакции на такое изменение.

6.2.3 Подтверждение соответствия ПО.

Чтобы определить идентификационные данные ПО ИУ «Мера-ММ.(SPD)» необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для обоих контроллеров (основного и резервного), входящих в ее состав.

В главном меню на сенсорной панели ИУ «Мера-ММ.(SPD)» нажать кнопку «Версия ПО». В открывшемся на сенсорной панели окне отобразится наименование и номер версии встроенного ПО контроллера (Таблица 2).

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения контроллеров.

Идентификационные признаки	B&R X20	Direct Logic
Идентификационное наименование ПО	SPD.BR.001	SPD.DL.001
Номер версии (идентификационный номер) ПО	17082017	12.130625
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	1512BA24	0416*
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	CRC16
* - Цифровой идентификатор на устройстве индикации контроллера может отображаться в виде четырехзначного или трехзначного числа. Значения «0416» и «416», получаемые на индикаторе контроллера, свидетельствуют о соответствии идентификационных данных ПО контроллера указанным в описании типа.		

Идентификационные данные ПО заносят в протокол по форме приложения 1.

Результаты опробования считают удовлетворительными, если при увеличении (уменьшении) значения параметров потока соответствующим образом изменялись показания установки, а идентификационные данные, указанные в описании типа ИУ «Мера-ММ.(SPD)» и полученные в ходе выполнения п. 6.2.3, идентичны.

6.3 Определение МХ установки.

6.3.1 Проведение поверки поэлементным способом

6.3.1.1 Определение МХ СИ, входящих в состав установки, при поверке поэлементным способом, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	Документы на методику поверки
1	2
Счетчики – расходомеры массовые Micro Motion	«Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы Fisher-Rosemount. Методика поверки» МП 45115-10 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» с изменением № 1, утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 17.08.2018 г. МП 45115-16 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» с изменением № 1, утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 22.12.2016 г.
Счетчики – расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS;	МП 27054-09 «Инструкция. ГСИ. Счетчики - расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS. Методика поверки расходомерной поверочной установкой», утвержденная ФГУП «ВНИИР» в 10.04.2009 г.
Расходомеры массовые Promass	МП 15201-11 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Promass. Методика поверки» с изменением № 2 утвержденная ФГУП «ВНИИМС» в 12.01.2017 г.
Счетчик газа DYMETIC-1223	1223.00.00.000 МП «Инструкция ГСИ. Датчики расхода газа DYMETIC-1223. Методика поверки», утверждена ФГУ «Тюменский ЦСМ» в январе 2008 г.

Продолжение таблицы 3

1	2
Счетчик газа DYMETIC-1223M	1223M.00.00.000 МП «Инструкция ГСИ. Датчики расхода газа DYMETIC-1223M. Методика поверки», утверждена ФБУ «Тюменский ЦСМ» 20.12.2013 г.
Преобразователи давления измерительные	В соответствии с НД на поверку преобразователя давления, входящего в состав установки
Преобразователи температуры	В соответствии с НД на поверку преобразователя температуры, входящего в состав установки
Системы управления модульные B&R X20	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки»
Контроллеры программируемые DirectLOGIC, CLICK, Productivity 2000, Productivity 3000, Protos X, Terminator	Измерительные каналы контроллеров DL05, DL06, DL105, DL205, DL405 фирмы Automation Direct, Япония, США. Методика поверки. Общие требования» утвержденной ФГУП «ВНИИМС» 27.11.2003 г. МП 17444-11 «Измерительные каналы контроллеров DirectLOGIC, CLICK, Productivity 3000, Terminator фирмы AUTOMATIONDIRECT COM Inc.», США, Япония. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 20.06.2011 г. МП 201-001-2016 «Контроллеры программируемые DirectLOGIC, CLICK, Productivity 2000, Productivity 3000, Protos X, Terminator. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 19.08.2016 г.

Примечание: Допускается применение других методик поверки на СИ, утвержденных в установленном порядке.

6.3.1.2 Относительную погрешность установки при измерении массы и массового расхода жидкости, $\delta M_{ж}$, %, определяют по формуле

$$\delta M_{ж} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_M^2 + \delta_{доп}^2 + \delta_{допр}^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где δ_M – пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчика-расходомера массового при измерении массы и массового расхода жидкости, %;

δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности системы обработки информации (СОИ) по каналу измерений массы, %.

Значение относительной погрешности установки при измерении массы и массового расхода жидкости $\delta M_{ж}$, %, не должно превышать $\pm 2,5\%$.

6.3.1.3 Определение относительной погрешности установки при измерении объема нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям.

6.3.1.3.1 Относительную погрешности измерений объема нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, $\delta V_{гс}$, %, при использовании массового расходомера, определяют по формуле

$$\delta V_{гс} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_{гс}^2 + \delta \rho_{гс}^2 + \delta_{СОИ}^2 + \delta_{доп}^2 + \delta_{допр}^2}, \quad (2)$$

где $\delta M_{гс}$ – пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчика-расходомера массового при измерении массы нефтяного газа, %;

$\delta \rho_{гс}$ – относительная погрешность определения плотности нефтяного газа, %;

$\delta_{СОИ}$ – допускаемая относительная погрешность СОИ по каналу измерений объема нефтяного газа, %;

$\delta_{\text{допт}}$ – дополнительная погрешность счетчика-расходомера массового от влияния температуры рабочей среды, %;

$\delta_{\text{допр}}$ – дополнительная погрешность массового расходомера от влияния давления рабочей среды, %.

6.3.1.3.2 Относительную погрешности измерения объема нефтяного газа, $\delta V_{\text{гс}}$, %, при использовании объемного расходомера-счетчика вычисляют по формуле

$$\delta V_{\text{гс}} = \pm 1,1 \sqrt{\delta V_{\text{г}}^2 + (\theta_p \cdot \delta p)^2 + (\theta_T \cdot \delta T)^2 + \delta_{\text{к}}^2}, \quad (3)$$

где $\delta V_{\text{г}}$ – допускаемая относительная погрешность объема нефтяного газа в рабочих условиях, %;

δp – допускаемая относительная погрешность преобразователя давления при измерениях в рабочих условиях, %;

δT – допускаемая относительная погрешность преобразователя температуры при измерениях в рабочих условиях, %;

– относительная погрешность вычисления коэффициента сжимаемости свободного нефтяного газа по ГОСТ 30319.2, %;

Θ_i – коэффициент влияния соответствующей величины на коэффициент сжимаемости свободного нефтяного газа.

Коэффициенты влияния Θ_p , Θ_T вычисляют по следующим формулам

$$\Theta_p = 1 - \frac{\Delta K_p}{K_p} \cdot \frac{p}{K_p}, \quad (4)$$

$$\Theta_T = 1 - \frac{\Delta K_T}{K_T} \cdot \frac{T}{K_T}, \quad (5)$$

где $\Delta p = 0,001$ МПа, $\Delta T = 0,01$ К приращения давления и температуры при стандартных условиях, соответственно;

ΔK_p – изменение значения коэффициента сжимаемости при изменении давления на величину Δp ;

ΔK_T – изменение значения коэффициента сжимаемости при изменении температуры на величину ΔT ;

6.3.1.3.3 Значение относительной погрешности измерений объема и объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, не должно превышать ± 5 %.

6.3.1.4 Относительную погрешность измерений массы сырой нефти без учета воды, $\delta M_{\text{н}}$, %, определяют по формуле

$$\delta M_{\text{н}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_{\text{ж}}^2 + \left(\frac{\Delta W_{\text{мв}}}{1 - \frac{W_{\text{мв}}}{100}} \right)^2} \quad (6)$$

где $\delta M_{\text{ж}}$ – относительная погрешность установки при измерении массы и массового расхода жидкости, %;

$\delta W_{\text{мв}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения массовой доли воды в сырой нефти, %;

$W_{\text{мв}}$ – массовая доля воды, %

Значение относительной погрешности измерений массы сырой нефти без учета воды не должно превышать:

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

6.3.2 Проведение поверки проливным способом

Определение пределов допускаемой относительной погрешности установки при измерении массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, с применением эталона 1 и 2 разрядов¹ (проливной способ поверки).

¹ Если в качестве рабочей среды на эталоне 2 разряда по ГОСТ 8.637-2013 используют газожидкостную смесь, состоящую из воды и воздуха, то допускаемую относительную погрешность при измерении массового расхода сырой нефти без учета воды определяют в соответствии с п. 6.4.2.4

Относительную погрешность установки при измерении массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям определяют сравнением значений каждого параметра, измеренного установкой, со значениями соответствующего параметра, измеренного эталоном 1 или 2 разрядов.

Определение относительных погрешностей установки производят на комбинации трех значений расхода жидкостей и газа ($Q_{ж1}$, $Q_{г1}$, $Q_{ж2}$, $Q_{г2}$, $Q_{ж3}$, $Q_{г3}$) при трех значениях объемной доли воды (10%, 70%, 95%). Расходы жидкости и газа соответствуют минимальному, среднему и максимальному расходам установки, согласно технической документации на установку.

В каждой точке проводят не менее трех измерений.

6.3.2.1 Относительную погрешность i -го измерения массы и массового расхода сырой нефти в j -й точке, $\delta Q_{жij}$, %, определяют по формуле

$$\delta Q_{жij} = \frac{Q_{жij} - Q_{жij}^3}{Q_{жij}^3} \cdot 100, \quad (7)$$

где $Q_{жij}$ – массовый расход жидкости (сырой нефти), измеренный установкой, т/ч;

$Q_{жij}^3$ – массовый расход жидкости (сырой нефти), измеренный эталоном, т/ч.

Значение относительной погрешности измерений массы сырой нефти при каждом измерении не должно превышать 2,5 %.

6.3.2.2 Относительную погрешность i -го измерения массы и массового расхода сырой нефти без учета воды в j -й точке, $\delta Q_{ниj}$, %, определяют по формуле

$$\delta Q_{ниj} = \frac{Q_{ниj} - Q_{ниj}^3}{Q_{ниj}^3} \cdot 100, \quad (8)$$

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

$Q_{ниj}^3$ – массовый расход сырой нефти без учета воды, измеренный эталоном, т/ч.

Значение относительной погрешности измерений массы сырой нефти без учета воды при каждом измерении не должно превышать:

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

6.3.2.3 Относительную погрешность i -го измерения объема и объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям в j -й точке, $\delta Q_{гij}$, %, определяют по формуле

$$\delta Q_{гij} = \frac{Q_{гij} - Q_{гij}^3}{Q_{гij}^3} \cdot 100, \quad (9)$$

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

$Q_{гij}^3$ – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном, т/ч.

Значение относительной погрешности измерений объема и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям при каждом измерении не должно превышать 5,0 %.

6.3.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности установки при измерении массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, с применением эталона 2 разряда на месте эксплуатации.

Относительную погрешность установки при измерении массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям определяют сравнением значений каждого параметра, измеренного установкой, со значениями соответствующего параметра, измеренного эталоном 2 разряда, используя в качестве измеряемой среды газожидкостную смесь, поступающую из скважины.

Определение относительных погрешностей установки производят на трех скважинах, подключенных к установке, с различными значениями по расходу сырой нефти, влагосодержанию сырой нефти и расходу нефтяного газа, скважины выбирают таким образом, чтобы

максимально охватить весь рабочий диапазон расходов и влагосодержания газожидкостной смеси. В случае если к установке подключено менее 3 скважин, поверку установки проводят на каждой скважине.

При подключении к каждой скважине проводят не менее трех измерений.

6.3.3.1 Относительную погрешность i -го измерения массы и массового расхода сырой нефти в j -й точке, $\delta Q_{жij}$, %, определяют по формуле

$$\delta Q_{жij} = \frac{Q_{жij} - Q_{жij}^3}{Q_{жij}^3} \cdot 100, \quad (7)$$

где $Q_{жij}$ – массовый расход жидкости (сырой нефти), измеренный установкой, т/ч;
 $Q_{жij}^3$ – массовый расход жидкости (сырой нефти), измеренный эталоном, т/ч.

Значение относительной погрешности измерений массы сырой нефти при каждом измерении не должно превышать 2,5 %.

6.3.3.2 Относительную погрешность i -го измерения массы и массового расхода сырой нефти без учета воды в j -й точке, $\delta Q_{нij}$, %, определяют по формуле

$$\delta Q_{нij} = \frac{Q_{нij} - Q_{нij}^3}{Q_{нij}^3} \cdot 100, \quad (8)$$

где $Q_{нij}$ – массовый расход сырой нефти без учета воды, измеренный установкой, т/ч;
 $Q_{нij}^3$ – массовый расход сырой нефти без учета воды, измеренный эталоном, т/ч.

Значение относительной погрешности измерений массы сырой нефти без учета воды при каждом измерении не должно превышать:

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

6.3.3.3 Относительную погрешность i -го измерения объема и объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям в j -й точке, $\delta Q_{гij}$, %, определяют по формуле

$$\delta Q_{гij} = \frac{Q_{гij} - Q_{гij}^3}{Q_{гij}^3} \cdot 100, \quad (9)$$

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

$Q_{гij}^3$ – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном, т/ч.

Значение относительной погрешности измерений объема и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям при каждом измерении не должно превышать 5,0 %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты определения метрологических характеристик установок оформляют протоколом произвольной формы.

7.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке установки в соответствии с требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденному приказом Минпромторга России от 02.07.2015 г. № 1815. На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

- диапазон измеряемых расходов сырой нефти и нефтяного газа;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы сырой нефти, массы сырой нефти без учета воды и объема нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям.

7.3 При отрицательных результатах поверки установку к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России от 02.07.2015 г.

№ 1815.

Приложение 1
(рекомендуемое)

Форма протокола подтверждения соответствия ПО установки измерительной «Мера-ММ.(SPD)»

Место проведения поверки:

Установка измерительная: «Мера-ММ.(SPD)»- _____

Заводской номер: № _____

Идентификационные признаки	
Идентификационное наименование ПО	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	
Другие идентификационные признаки	

Заключение: ПО установки соответствует/не соответствует ПО, зафиксированному во время испытаний в целях утверждения типа установки.

Должность лица проводившего поверку:

(подпись) (инициалы, фамилия)

Дата поверки: «____» _____ 20__ г.