

УТВЕРЖДАЮ



Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»

[Handwritten signature]

Немиров М.С.

« 13 » _____ 04

2018 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Установки измерительные «Мера-ММ.102»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0209-18 МП

Казань
2018

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в
г.Казань

(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

аттестат аккредитации № RA.RU.311366

ИСПОЛНИТЕЛИ

Крайнов М.В.

Настоящая инструкция распространяется на установки измерительные «МЕРА-ММ.102» (далее – установки) и устанавливает методику их первичной (при выпуске из производства и после ремонта) и периодической поверки.

Межповерочный интервал установок: четыре года.

1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки выполняют операции приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6.1	+	+
Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) установки	6.2	+	+
Опробование	6.3	+	+
Определение метрологических характеристик (далее – МХ):	6.4	+	+

1.2 Допускается проведение поверки установки не в полном объеме (отдельных измерительных каналов или в уменьшенном диапазоне измерений) в соответствии с заявлением владельца, с обязательным указанием в свидетельстве о поверке и протоколе поверки установки информации об объеме проведенной поверки.

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 – при проведении поверки проливным способом (п. 6.4.3, п. 6.4.4).

2.2 Средства поверки в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав установок – при проведении поверки поэлементным способом (п. 6.4.2).

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 рабочих 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 2.

Таблица 2 – 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 Подготовку 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, 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 измерения, 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 Подтверждение соответствия ПО.

Чтобы определить идентификационные данные ПО ИУ «МЕРА-ММ.102» необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для обоих контроллеров (основного и резервного), входящих в ее состав.

В главном меню на сенсорной панели ИУ «Мера-ММ.102» нажать кнопку «Версия ПО». В открывшемся на сенсорной панели окне отобразится наименование и номер версии встроенного ПО контроллера.

Таблица 3 - Идентификационные данные программного обеспечения контроллеров.

Идентификационные признаки	B&R X20	SCADAPack
Идентификационное наименование ПО	MMBR	MMSP
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7DE8	7DC5
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-	-

Идентификационные данные ПО заносят в протокол по форме приложения А.

Если идентификационные данные, указанные в описании типа установки и полученные в ходе выполнения п.6.2, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО установки программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

6.3 Опробование.

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

6.3.2 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.

Результаты опробования считают удовлетворительными, если при увеличении (уменьшении) значения параметров потока соответствующим образом изменялись показания установки.

6.4 Определение МХ установки.

6.4.1 Определение МХ установки проводят одним из двух способов:

- поэлементным способом;
- проливным способом.

При первичной поверке определение МХ установок проводится только проливным способом.

6.4.2 Проведение поверки поэлементным способом.

6.4.2.1 Определение МХ СИ, входящих в состав установки, при поверке поэлементным способом, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 4.

Таблица 4 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
счетчики – расходомеры массовые Micro Motion;	«Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки», утверждена ВНИИМС 25.07.2010 г.
счетчики-расходомеры массовые «Эмис-Масс 260»	ЭМ-260.000.000.000.01 МП «Инструкция. ГСИ. Счетчик-расходомер массовый «ЭМИС-МАСС 260». Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ЗАО КИП «МЦЭ» 20 октября 2014 г.
счетчики газа вихревые СВГ.М;	311.00.00.000-03 МИ «ГСИ. Счетчики газа вихревые СВГ. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» в августе 2012г.

Наименование СИ	НД
комплексы учета газа «Эмис-Эско 2230»	ЭЭ2230.000.000.00 МП «Комплексы учета газа «Эмис-Эско 2230. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ЗАО КИП «МЦЭ» 26.01.2015 г.
влажномер сырой нефти ВСН-2	«Инструкция. ГСИ. Влажмеры сырой нефти ВСН-2. Методика поверки. МП 0016-2-2012», утверждена ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 15.10.2012.
влажмеры микроволновые поточные «МПВ700»	МП 0413-6-2016 «Инструкция. ГСИ. Влажмеры микроволновые поточные МПВ700. Методика поверки» утверждена ФГУП ВНИИР 02 марта 2016 г.
преобразователи давления измерительные	МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
преобразователи температуры	В соответствии с НД на поверку преобразователя температуры, входящего в состав установки
контроллеры «SCADApack»	МП 201-062-2017 Контроллеры SCADApack 32/32P, 314/314E, 330/334 (330E/334E), 350/357 (350E/357E), 312, 313, 337E, 570/575. Методика поверки» утверждена ФГУП «ВНИИМС» 14.09.2017 г.
системы управления модульные «B&R X20»	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки».

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

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

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

где b_m – пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчика-расходомера массового при измерении массы и массового расхода скважинной 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 скважинной жидкости $\delta M_{ж}$, %, не должно превышать $\pm 2,5\%$.

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

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

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

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

b_r – относительная погрешность определения плотности нефтяного газа, %;

$\delta_{\text{СОИ}}$ – допустимая относительная погрешность СОИ по каналу измерений объёма 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, %.

6.4.2.3.2 Относительную погрешности измерения объёма и объёмного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, $\delta V_{\text{гс}}$, %, при использовании объёмного расходомера-счетчика вычисляют по формуле

$$\delta V_{\text{гс}} = \pm 1,1 \sqrt{\delta V_{\text{г}}^2 + (\Theta_{\text{р}} \cdot \delta \text{р})^2 + (\Theta_{\text{т}} \cdot \delta \text{Т})^2 + \delta_{\text{к}}^2}, \quad (3)$$

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

$\delta \text{р}$ – допустимая относительная погрешность преобразователя давления при измерениях в рабочих условиях, %;

$\delta \text{Т}$ – допустимая относительная погрешность преобразователя температуры при измерениях в рабочих условиях, %;

$\delta_{\text{к}}$ – относительная погрешность вычисления коэффициента сжимаемости свободного нефтяного газа по ГОСТ 30319.2, %;

$\Theta_{\text{і}}$ – коэффициент влияния соответствующей величины на коэффициент сжимаемости свободного нефтяного газа.

Коэффициенты влияния $\Theta_{\text{р}}$, $\Theta_{\text{т}}$ вычисляют по следующим формулам

$$\Theta_{\text{р}} = 1 - \frac{\Delta K_{\text{р}}}{\Delta \text{р}} \cdot \frac{\text{р}}{\text{К}}, \quad (4)$$

$$\Theta_{\text{т}} = 1 - \frac{\Delta K_{\text{т}}}{\Delta \text{Т}} \cdot \frac{\text{Т}}{\text{К}}, \quad (5)$$

где $\Delta \text{р} = 0,001$ МПа, $\Delta \text{Т} = 0,01$ К приращения давления и температуры при стандартных условиях, соответственно;

$\Delta K_{\text{р}}$ – изменение значения коэффициента сжимаемости при изменении давления на величину $\Delta \text{р}$;

$\Delta K_{\text{т}}$ – изменение значения коэффициента сжимаемости при изменении температуры на величину $\Delta \text{Т}$;

6.4.2.3.3 Значение относительной погрешности измерений объёма и объёмного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, не должно превышать ± 5 %.

6.4.2.4 Относительную погрешность измерений массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды, $\delta M_{\text{н}}$, %, определяют по формуле

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

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

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

$W_{мв}$ – массовая доля воды, %

Значение относительной погрешности измерений массы скважинной жидкости без учета воды не должно превышать:

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

6.4.3 Проведение поверки проливным способом.

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

Относительную погрешность установки при измерении массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды, объёма объёмного 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 объёмной 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.

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

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

где $Q_{жij}$ – массовый расход скважинной жидкости, измеренный установкой, т/ч;

$Q_{жij}^э$ – массовый расход скважинной жидкости, измеренный эталоном, т/ч.

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

6.4.3.2 Относительную погрешность i -го измерения массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды в j -й точке, δO_{nij} , %, определяют по формуле

$$\delta O_{nij} = \frac{Q_{nij} - Q_{nij}^э}{Q_{nij}^э} \cdot 100, \quad (8)$$

где Q_{nij} – массовый расход скважинной жидкости без учета воды, измеренный установкой, т/ч;

$Q_{nij}^э$ – массовый расход скважинной жидкости без учета воды, измеренный эталоном, т/ч.

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 скважинной жидкости без учета воды определяют в соответствии с п. 6.4.2.4

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

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

6.4.3.3 Относительную погрешность *i*-го измерения объема и объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям в *j*-й точке, δQ_{rij} , %, определяют по формуле

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

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

Q_{rij}° – 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 %.

6.4.4 Определение пределов допускаемой относительной погрешности установки при измерении массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости 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 скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости 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 скважинной жидкости, влагосодержанию скважинной жидкости 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.

6.4.4.1 Относительную погрешность *i*-го измерения массы и массового расхода скважинной жидкости в *j*-й точке, $\delta Q_{жij}$, %, определяют по формуле

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

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

$Q_{жij}^{\circ}$ – массовый расход жидкости (скважинной жидкости), измеренный эталоном, т/ч.

Значение относительной погрешности измерений массы скважинной жидкости при каждом измерении не должно превышать ±2,5 %.

6.4.4.2 Относительную погрешность *i*-го измерения массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды в *j*-й точке, δO_{nij} , %, определяют по формуле

$$\delta Q_{nij} = \frac{Q_{nij} - Q_{nij}^{\text{э}}}{Q_{nij}^{\text{э}}} \cdot 100, \quad (8)$$

где Q_{nij} – массовый расход скважинной жидкости без учета воды, измеренный установкой, т/ч;

$Q_{nij}^{\text{э}}$ – массовый расход скважинной жидкости без учета воды, измеренный эталоном, т/ч.

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

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

6.4.4.1 Относительную погрешность i -го измерения объема и объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям в j -й точке, δQ_{rij} , %, определяют по формуле

$$\delta Q_{rij} = \frac{Q_{rij} - Q_{rij}^{\text{э}}}{Q_{rij}^{\text{э}}} \cdot 100, \quad (9)$$

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

$Q_{rij}^{\text{э}}$ – 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», утвержденного приказом Минпромторга России от 02.07.2015 г. № 1815.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке установок измерительных «МЕРА-ММ.102».

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 А
(рекомендуемое)

Форма протокола подтверждения соответствия ПО установки измерительной «Мера-ММ.102»

Место проведения поверки:

Установка измерительная: «Мера-ММ.102»- _____

Заводской номер: № _____

	Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Идентификационные данные ПО, указанные в описании типа	Конфигурационный файл контроллера измерительного			Не используется	
Идентификационные данные ПО, полученные во время проведения поверки					

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

Должность лица проводившего

поверку:

_____ (подпись) _____ (инициалы, фамилия)

Дата « ____ » _____ 20__ г.

поверки: