

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ  
ПАО «Нефтеавтоматика»



Немиров М.С.

«12» февраля 2016 г.

## ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Установки измерительные «МЕРА-ММ.101».

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0101-16 МП

н.р. 65026-16

Казань  
2016

**РАЗРАБОТАНА**

Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр ПАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань (ОП ГНМЦ ПАО «Нефтеавтоматика»)  
Аттестат аккредитации № RA.RU.311366 от 9.10.2015г.

**ИСПОЛНИТЕЛИ:**

Крайнов М.В.  
Нурмухаметов Р.Р.

Настоящая инструкция распространяется на установки измерительные «МЕРА-ММ.101» (далее – установка) и устанавливает методику их первичной (в том числе после ремонта) и периодической поверки.

Интервал между поверками – четыре года.

## 1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

1.1 Проверка комплектности технической документации (п. 6.1).

1.2 Внешний осмотр (п. 6.2).

1.3 Проверка идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) установки (п.п. 6.3).

1.4 Опробование (п.п. 6.4).

1.5 Определение метрологических характеристик (далее – МХ) установки проводят либо с помощью рабочего эталона 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 (1-ый способ), либо путем вычислений по результатам поэлементной поверки средств измерений (далее – СИ), входящих в состав установки (2-ой способ).

1.5.1 Определение МХ установки по 1-ому способу (п.п. 6.5.1).

1.5.2 Определение МХ установки по 2-ому способу (п.п. 6.5.2).

## 2 Средства поверки

2.1 Основные средства поверки.

2.1.1 Средства поверки по 1-ому способу - рабочий эталон 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013.

2.1.2 Средства поверки по 2-ому способу:

- установка поверочная счетчиков жидкости с диапазоном воспроизводимых расходов от 0,2 до 83,3 т/ч с пределами допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода жидкости не хуже  $\pm 0,1\%$ ;

- установка поверочная газовая с диапазоном воспроизводимых расходов от 2 до 63000 м<sup>3</sup>/ч с пределами допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, не хуже  $\pm 0,5\%$ ;

- калибратор температуры модели АТС 156 В с диапазоном воспроизводимых температур от 0 до плюс 60 °С и пределами допускаемой относительной погрешности не хуже  $\pm 0,04\text{ }^{\circ}\text{C}$ , или аналогичное оборудование с диапазоном и погрешностью, обеспечивающими поверку примененных в установке преобразователей температуры;

- манометры грузопоршневые МП 1-го разряда, магазин сопротивлений Р4831 или аналогичное оборудование с диапазоном и погрешностью, обеспечивающими поверку примененного в установке датчиков давления;

- комплект средств поверки влагомеров и преобразователей влагосодержания нефти УПВН-2 или аналогичное оборудование с диапазоном и погрешностью, обеспечивающими поверку примененных в установке влагомеров или измерителей обводненности;

- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА с пределами допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения силы постоянного тока  $\pm 3\text{ мкА}$  в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке  $\pm 2\text{ имп.}$  в диапазоне от 20 до  $5 \times 10^8\text{ имп.}$  или аналогичное оборудование с диапазоном и погрешностью, обеспечивающими поверку примененных в установке контроллеров;

- другие эталонные и вспомогательные СИ – в соответствии с методиками поверки СИ, входящих в состав установки.

2.2 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».

2.3 Допускается применение других эталонных средств и поверочного оборудования с аналогичными или лучшими характеристиками, включая эталонные средства и поверочное оборудование с меньшим диапазоном измерений.

### **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 поверке соблюдают следующие условия:

- температура окружающего воздуха при поверке в испытательной лаборатории, °С  
от + 15 до + 25;
- температура окружающего воздуха при поверке на месте эксплуатации, °С  
от минус 30 до + 40;
- относительная влажность воздуха, %  
от 30 до 80;
- атмосферное давление, кПа  
от 84 до 106,7.

4.2 Допускается проводить поверку установки в диапазоне измерений меньшем, чем указанном в описании типа на установку.

4.3 При не использовании в процессе установки эксплуатации результатов измерений объемного расхода (объема) свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, или массового расхода (массы) сырой нефти или массового расхода (массы) сырой нефти без учета воды допускается их не поверять. При этом на обратной стороне свидетельства о поверке необходимо сделать запись «Поверка проведена не в полном объеме» с указанием объема проведенной поверки.

### **5 Подготовка к поверке**

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с руководством по эксплуатации на установку и эксплуатационными документами на средства измерений, входящих в состав установки. На поверку предоставляют установку после проведения настройки и калибровки.

Средства измерений, входящие в состав установки измерительной «МЕРА-ММ.101», должны иметь действующие свидетельства о поверке или оттиск поверительного клейма.

### **6 Проведение поверки и обработка результатов измерений**

#### *6.1 Проверка комплектности технической документации*

6.1.1 Проверяют наличие эксплуатационно-технической документации на установку и СИ, входящие в состав установки.

6.1.2 Результаты проверки считают удовлетворительными, если выполняются вышеуказанные требования.

6.1.3 В случае неудовлетворительных результатов проверки поверку прекращают.

## *6.2 Внешний осмотр*

6.2.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие установки следующим требованиям:

- 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 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.

*6.3 Проверка идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) установки.*

6.3.1 Проверку идентификационных данных ПО установки проводят в соответствии с руководством пользователя на контроллер.

6.3.2 Если полученные идентификационные данные и идентификационные данные, указанные в описании типа на установку, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия идентификационных данных ПО установки, зафиксированным во время проведения испытаний в целях утверждения типа.

6.3.3 При несовпадении идентификационных данных результаты поверки признают отрицательными.

## *6.4 Опробование*

6.4.1 При 1-ом способе поверки опробование установки проводят на эталоне 1-го или 2-го разряда (при поверке в испытательной лаборатории), либо с применением эталона 2-го разряда на коллекторе скважины (при поверке на месте эксплуатации).

6.4.2 При 2-ом способе поверки опробование СИ, входящих в состав установки, проводят в соответствии с НД на их поверку.

6.4.3 Опробование установки проводят путем изменения параметров потока и качественной реакции установки на такое изменение.

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

## *6.5 Определение МХ установки*

Определение метрологических характеристик проводят на эталоне 1-го или 2-го разряда (при поверке в испытательной лаборатории), либо с применением эталона 2-го разряда на коллекторе скважины (при поверке на месте эксплуатации), либо поэлементно.

6.5.1 При поверке по 1-му способу - определение метрологических характеристик (далее - МХ) на эталоне 1-го или 2-го разряда (при поверке в испытательной лаборатории), либо с применением эталона 2-го разряда на коллекторе скважины (при поверке на месте эксплуатации).

6.5.1.1 Для поверки установки на эталоне по ГОСТ 8.637-2013 создается газожидкостный поток при четырех различных объемных долях воды (70 %, 95 %, 98 %, 99,9 %). Относительную погрешность измерений массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объема и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, определяют при крайних значениях расхода рабочего диапазона, установленных с интервалом 25 - 30 % от максимального расхода рабочего диапазона.

Допускается определение метрологических характеристик установки в трех точках рабочего диапазона: при минимальном ( $Q_{\min}$ ), среднем  $[0,5x(Q_{\min} + Q_{\max})]$  и максимальном ( $Q_{\max}$ ) значениях расхода.

Определение относительных погрешностей измерений массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объема и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, проводится одновременно в каждой точке, соответствующей определенному расходу газожидкостной смеси (смеси имитатора нефти, воды и газа) с соответствующим соотношением компонентов. В каждой точке расхода проводят не менее трех измерений.

При проведении поверки с помощью эталона 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 на месте эксплуатации используют в качестве измеряемой среды газоводонефтяной поток, поступающий из скважины. При этом поверку проводят при количестве входов для подключения скважин не более трех - на каждой скважине, при количестве входов более трех – не менее чем на трех скважинах. Рекомендуется использовать скважины с критическими значениями расхода по сырой нефти и свободного нефтяного газа и объемной доли воды в сырой нефти.

#### 6.5.1.2 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти

Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти проводится с использованием эталона по ГОСТ 8.637-2013. Для этого собирают измерительную схему, в которой последовательно соединены эталонные средства измерений эталона по ГОСТ 8.637-2013 и проверяемые массомеры из состава установки.

Измерения производят в точках рабочего диапазона, определенных в соответствии с п. 6.5.1.1. Масса, набранной измеряемой среды, при каждом измерении должна обеспечивать набор не менее 10000 импульсов выходного сигнала массового счетчика-расходомера. Значения расхода устанавливают с допуском  $\pm 2,5$  % от номинального значения.

Фиксируют средний расход жидкости, массы жидкости, измеренные эталоном и проверяемыми массомерами установки, время измерений.

Основную относительную погрешность измерений массы и массового расхода сырой нефти  $\delta M_{\text{жж}}$ , %, в каждой точке расхода определяют по формуле

$$\delta M_{\text{жж}} = \frac{M_j - M_j^3}{M_j^3} \cdot 100, \quad (1)$$

где  $\delta M_{\text{жж}}$  – относительная погрешность измерений массы сырой нефти в точке расхода, %;

$M_j$  – масса жидкости, измеренная установкой, кг;

$M_j^3$  – масса жидкости, измеренная эталоном по ГОСТ 8.637-2013, кг.

Результаты испытаний считают положительными, если относительная погрешность измерений массы сырой нефти в каждой точке не превышает  $\pm 2,5$  %.

#### 6.5.1.3 Определение относительной погрешности измерений объема свободного газа, приведенного к стандартным условиям

Вычисление объема и объемного расхода свободного газа, приведенного к стандартным условиям, проводится в точках рабочего диапазона, определенных в соответствии с п. 6.5.1.1.

Относительную погрешность измерений объема и объемного расхода нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %, в каждой точке расхода определяют по формуле

$$\delta V_j = \frac{V_j - V_j^3}{V_j^3} \cdot 100, \quad (2)$$

где  $\delta V_j$  – относительная погрешность измерений объема нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям в точке расхода, %;

$V_j$  – объем газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный установкой, м<sup>3</sup>;

$V_j^3$  – объем газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном по ГОСТ 8.637-2013, м<sup>3</sup>.

При использовании газовых массомеров объем газа, приведенный к стандартным условиям, вычисляют путем измерений массы газа, измеренного газовым массомером, и плотности нефтяного газа по формуле

$$V_j = \frac{M_{гj}}{\rho_{гj}}, \quad (3)$$

где  $V_j$  – объем газа, приведенный к стандартным условиям, м<sup>3</sup>;

$M_{гj}$  – масса газа, измеренная массомером газа, кг;

$\rho_{гj}$  – плотность газа, приведенная к стандартным условиям, кг/м<sup>3</sup>, определяют расчетным методом по компонентному составу с учетом влажности согласно ГСССД МР 113-2003.

Результаты испытаний считают положительными, если относительная погрешность измерений объема, приведенного к стандартным условиям, в каждой точке не превышает  $\pm 5$  %.

6.5.1.4 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти без учета воды

Относительную погрешность измерений массы сырой нефти без учета воды определяют при рабочем расходе измеряемой среды, в пределах рабочего диапазона расходов и влагосодержания установки, определенных по п. 6.5.1.1.

Относительную погрешность измерений массы и массового расхода сырой нефти без учета воды определяют по формуле

$$\delta M_{нj} = \frac{M_{нj} - M_{нj}^3}{M_{нj}^3} \cdot 100, \quad (4)$$

где  $M_{нj}$  – значение измеренной массы нефти по показаниям установки, кг;

$M_{нj}^3$  – расчетное значение массы нефти, рассчитываемое на основании показаний эталона по ГОСТ 8.637-2013.

Результаты испытаний считают положительными, если относительная погрешность измерений массы и массового расхода нефти без учета воды не превышает значений:

- |   |             |
|---|-------------|
| – при влагосодержании от 0 % до 70 %        | $\pm 6$ %;  |
| – при влагосодержании свыше 70 % до 95 %.   | $\pm 15$ %; |
| – при влагосодержании свыше 95 % до 98 %.   | $\pm 43$ %; |
| – при влагосодержании свыше 98 % до 99,9 %. | $\pm 80$ %. |

6.5.2 *Поверка по 2-му способу* - при поэлементном определении метрологических характеристик средств измерений, входящих в состав установки, все средства измерений должны быть поверены в соответствии с НД, приведенными в их описании типа.

6.5.2.1 Относительная погрешность измерений массы и массового расхода сырой нефти, измеренные установкой, будут равны относительной погрешности измерений массы жидкости массомера, установленного в жидкостной линии установки.

Результаты испытаний считают положительными, если относительная погрешность измерений массы сырой нефти не превышает  $\pm 2,5$  %.

6.5.2.2 Определение относительной погрешности измерений объема свободного газа, приведенного к стандартным условиям

6.5.2.2.1 Относительную погрешность определения объема нефтяного газа, измеренного объемным расходомером при стандартных условиях, %, определяют по формуле

$$\delta V = \sqrt{\delta_V^2 + (\theta_p \delta_p)^2 + (\theta_T \delta_T)^2 + \delta_K^2}, \quad (5)$$

- где  $\delta_V$  – допускаемая относительная погрешность измерений объем нефтяного газа в рабочих условиях, %;
- $\delta_p$  – относительная погрешность измерения давления нефтяного газа, %;
- $\delta_T$  – относительная погрешность измерения абсолютной температуры нефтяного газа, %;
- $\delta_K$  – относительная погрешность вычисления коэффициента сжимаемости нефтяного газа, %, определяют по ГОСТ 30319.2.

Коэффициенты влияния  $\vartheta_p, \vartheta_T$  вычисляют по следующим формулам:

$$\vartheta_p = 1 - \frac{\Delta K_p p}{\Delta p K}, \quad (6)$$

$$\vartheta_T = 1 + \frac{\Delta K_T T}{\Delta T K}, \quad (7)$$

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

$\Delta K_p = K_{p1} - K_{p2}$  - изменение значения коэффициента сжимаемости при изменении давления на величину  $\Delta p = p_1 - p_2$ , коэффициент сжимаемости вычисляют по ГОСТ 30319.2;

$\Delta K_T = K_{T1} - K_{T2}$  - изменение значения коэффициента сжимаемости при изменении температуры на величину  $\Delta T = T_1 - T_2$ , коэффициент сжимаемости вычисляют по ГОСТ 30319.2.

6.5.2.2.2 Относительную погрешность измерений объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, при измерении массомером количества нефтяного газа вычисляют по формуле

$$\delta V = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_r^2 + \delta \rho_r^2}, \quad (8)$$

где  $\delta V$  - относительная погрешность измерений объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, м<sup>3</sup>;

$\delta M_r$  – относительная погрешность измерений массы свободного нефтяного газа, измеренная массовым расходомером-счетчиком газа, кг;

$\delta \rho_r$  – относительная погрешность измерений плотности свободного нефтяного газа, %, определяют по ГСССД МР 113.

6.5.2.2.3 Результаты испытаний считают положительными, если относительная погрешность измерений объема и объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям, не превышает  $\pm 5$  %.

6.5.2.3 Относительную погрешность массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, %, вычисляют по МН 621-2015 «Количество извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Методика измерений с применением установки измерительной «Мера-ММ.101».

Результаты испытаний считают положительными, если относительная погрешность измерений массы и массового расхода нефти не превышает значений:

- |   |         |
|---|---------|
| – при влагосодержании от 0 % до 70 %        | ± 6 %;  |
| – при влагосодержании свыше 70 % до 95 %.   | ± 15 %; |
| – при влагосодержании свыше 95 % до 98 %.   | ± 43 %; |
| – при влагосодержании свыше 98 % до 99,9 %. | ± 80 %. |

5.2.3 Допускается определять относительную погрешность измерений массы и массового расхода сырой нефти и относительную погрешность измерений объема свободного газа, приведенного к стандартным условиям, с помощью эталона 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013, воспроизводящего двухфазный поток (газ, вода), а относительную погрешность массы и массового расхода сырой нефти без учета воды вычислять в соответствии с п.6.5.2.3.

## 7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 N 1815 "Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке" (Зарегистрировано в Минюсте России 04.09.2015 N 38822). На оборотной стороне свидетельства о поверке указывают:

- заводские номера СИ, входящих в состав установки;
- при не полном объеме поверки приводят фразу «Поверка проведена не в полном объеме»;
- диапазон измеряемых расходов сырой нефти и нефтяного газа;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды и объема и объемного расхода нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям.

7.2 . В поле знака поверки размещается информация о квартале нанесения знака поверки. Изображение знака поверки должно оставаться четким на всем протяжении межповерочного интервала.

7.3 При необходимости допускается оформлять протокол поверки в произвольной форме.

7.4 При отрицательных результатах поверки установку к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 N 1815 "Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке" (Зарегистрировано в Минюсте России 04.09.2015 N 38822).