

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
ПАО «Нефтеавтоматика»



М.С. Немиров

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 м³/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 δV_j – относительная погрешность измерений объема нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям в точке расхода, %;

V_j – объем газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный установкой, м³;

V_j^3 – объем газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном по ГОСТ 8.637-2013, м³.

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, м³;

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

$\rho_{гj}$ – плотность газа, приведенная к стандартным условиям, кг/м³, 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 ± 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 % | ± 6 %; |
| – при влагосодержании свыше 70 % до 95 %. | ± 15 %; |
| – при влагосодержании свыше 95 % до 98 %. | ± 43 %; |
| – при влагосодержании свыше 98 % до 99,9 %. | ± 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 δ_V – допускаемая относительная погрешность измерений объем нефтяного газа в рабочих условиях, %;
- δ_p – относительная погрешность измерения давления нефтяного газа, %;
- δ_T – относительная погрешность измерения абсолютной температуры нефтяного газа, %;
- δ_K – относительная погрешность вычисления коэффициента сжимаемости нефтяного газа, %, определяют по ГОСТ 30319.2.

Коэффициенты влияния ϑ_p, ϑ_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 δV - относительная погрешность измерений объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, м³;
- δM_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 ± 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).