

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ  
АО «Нефтеавтоматика»



Немиров М.С.

« 24 » декабря 2020 г.

## ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Установки измерительные «МЕРА-ММ.101».

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0101-16 МП

с изменением №1

Казань  
2016

**РАЗРАБОТАНА**

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

**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.

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.

**(Измененная редакция, Изм.№1).**

## 1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции, выполняемые при поверке

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверки	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Да
Внешний осмотр	6.2	Да	Да
Проверка идентификационных данных программного обеспечения установки	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.5	Да	Да

Примечания:

Если специфика эксплуатации установок не допускает возможности проведения периодической поверки установок проливным способом, либо отсутствуют передвижные эталоны по ГОСТ 8.637-2013, то допускается проводить поверку поэлементным способом согласно (п.п 6.5.2).

**Раздел 1 (Измененная редакция, Изм.№1).**

## 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  $\pm 3$  мкА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке  $\pm 2$  имп. в диапазоне от 20 до  $5 \times 10^8$  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:

- |    |  |                      |
|----|--|----------------------|
| °С | - температура окружающего воздуха при поверке в испытательной лаборатории, | от плюс 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 эксплуатации установки результатов измерений объемного расхода (объема) свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, или массового расхода (массы) скважинной жидкости или массового расхода (массы) скважинной жидкости 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.

**4.3 (Измененная редакция, Изм. N 1).**

4.4 При проведении поверки установки на месте эксплуатации с применением мобильных эталонов (работающих на реальных измерительных средах) по ГОСТ 8.637-2013, параметры окружающего воздуха, относительная влажность воздуха и атмосферное давление не нормируются.

**4.4 (Введено дополнительно, Изм. N 1).**

## **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).

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

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

#### **6.4.1 (Измененная редакция, Изм.№1).**

#### **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 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений измерительных установок в условиях испытательной лаборатории.

6.5.1.1.1 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 скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости 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 скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости 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 скважинной жидкости и свободного нефтяного газа и объемной доли воды в скважинной жидкости.

6.5.1.1.2 Определение относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости

Определение относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости 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. 6.5.1.1.1. 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.

Относительную погрешность  $i$ -го измерения массы и массового расхода скважинной жидкости, %, в  $j$ -ой точке определяют по формулам

$$\delta M_{\text{жij}} = \frac{M_{\text{жij}} - M_{\text{жij}}^{\text{э}}}{M_{\text{жij}}^{\text{э}}} \cdot 100 \quad (1)$$

$$\delta Q_{\text{жij}} = \frac{Q_{\text{жij}} - Q_{\text{жij}}^{\text{э}}}{Q_{\text{жij}}^{\text{э}}} \cdot 100 \quad (2)$$

где,  $i = 1 \dots 3$ ;

$M_{\text{жij}}$  – масса скважинной жидкости, измеренная установкой за промежуток времени равной периоду измерений эталонной установки, т;

$M_{\text{жij}}^{\text{э}}$  – масса скважинной жидкости, измеренная эталоном за промежуток времени равной периоду измерений эталонной установки, т;

$Q_{\text{жij}}$  – массовый расход скважинной жидкости, измеренный установкой, т/сут;

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

Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность измерений массы и массового расхода скважинной жидкости в каждой точке не превышает  $\pm 2,5$  %.

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

Вычисление объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, проводится в точках рабочего диапазона, определенных в соответствии с п. 6.5.1.1.1.

Относительную погрешность  $i$ -го измерения объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %, в  $j$ -ой точке определяют по формулам

$$\delta V_{\text{rij}} = \frac{V_{\text{rij}} - V_{\text{rij}}^{\text{э}}}{V_{\text{rij}}^{\text{э}}} \cdot 100 \quad (3)$$

$$\delta Q_{\text{rij}} = \frac{Q_{\text{rij}} - Q_{\text{rij}}^{\text{э}}}{Q_{\text{rij}}^{\text{э}}} \cdot 100 \quad (4)$$

где,  $i = 1 \dots 3$ ;

$V_{\text{rij}}$  – объем свободного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный установкой за промежуток времени равной периоду измерений эталонной установки,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{rij}}^{\text{э}}$  – объем свободного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном за промежуток времени равной периоду измерений эталонной установки,  $\text{м}^3$ ;

$Q_{\text{rij}}$  – объемный расход свободного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный установкой,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;

$Q_{\text{rij}}^{\text{э}}$  – объемный расход свободного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном,  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

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

$$V_j = \frac{M_{\text{rj}}}{\rho_{\text{rj}}} \quad (5)$$

где  $V_j$  – объем свободного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям,  $\text{м}^3$ ;

$M_{\text{rj}}$  – масса свободного нефтяного газа, измеренная массомером газа, кг;

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

Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность измерений объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, в каждой точке не превышает  $\pm 5\%$ .

6.5.1.1.4 Определение относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды

Относительную погрешность измерений массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды определяют при рабочем расходе измеряемой среды, в пределах рабочего диапазона расходов и влагосодержания установки, определенных по п. 6.5.1.1.1.

Относительную погрешность  $i$ -го измерения массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды, %, в  $j$ -ой точке определяют по формулам

$$\delta M_{nij} = \frac{M_{nij} - M_{nij}^3}{M_{nij}^3} \cdot 100 \quad (6)$$

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

где,  $i = 1 \dots 3$ ;

$M_{nij}$  – масса скважинной жидкости без учета воды, измеренная установкой за промежуток времени равной периоду измерений эталонной установки, т;

$M_{nij}^3$  – масса скважинной жидкости без учета воды, измеренная эталоном за промежуток времени равной периоду измерений эталонной установки, т;

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

$Q_{nij}^3$  – массовый расход скважинной жидкости без учета воды, измеренный эталоном, т/сут.

Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность измерений массы и массового расхода скважинной жидкости 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 %. | $\pm 80\%$ . |

6.5.1.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений измерительных установок в условиях эксплуатации, с использованием передвижного эталона.

6.5.1.2.1 При поверке измерительных установок, проводят одновременные измерения с применением измерительной установки и рабочего эталона.

В зависимости от количества обслуживаемых измерительной установкой скважин, определяется количество реперных точек. Если измерительная установка обслуживает более 3 скважин, то выбирают 3 скважины с наименьшим, средним и максимальным расходом газожидкостной смеси. Проводят не менее 3-х измерений на каждой скважине с применением измерительной установки и рабочего эталона в соответствии с эксплуатационной документацией на данные средства измерений (РЭ, МИ и пр.). Если измерительная установка обслуживает 3 и менее скважин, то проводят не менее 3 измерений на каждой скважине.

Проводят измерения массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды и объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям измерительной установкой и рабочим эталоном не менее 3-х раз в каждой реперной точке. За результат



измерений принимается среднее значение измеряемой величины в каждой реперной точке.

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

Относительную погрешность  $i$ -го измерения массы и массового расхода скважинной жидкости, %, в  $j$ -ой точке определяют по формулам (1) и (2).

Относительную погрешность  $i$ -го измерения массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды, %, в  $j$ -ой точке определяют по формулам (6) и (7).

Относительную погрешность  $i$ -го измерения объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %, в  $j$ -ой точке определяют по формулам (3) и (4).

Результаты поверки измерительной установки считают положительными, если рассчитанные погрешности измерений с применением измерительной установки не превышают указанных в описании типа на данное СИ.

#### **6.5.1 (Измененная редакция, Изм.№1).**

6.5.2 Поверка по 2-ому способу – определение метрологических характеристик поэлементным способом.

6.5.2.1 Проверяют наличие у средств измерений из состава поверяемой установки действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) заверенной подписью поверителя и знаком поверки.

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

Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность измерений массы скважинной жидкости не превышает  $\pm 2,5$  %.

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

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

$$\delta V = \sqrt{\delta_V^2 + (\vartheta_P \delta_P)^2 + (\vartheta_T \delta_T)^2 + \delta_K^2} \quad (8)$$

где  $\delta_V$  – допускаемая относительная погрешность измерений объема 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;

$\vartheta_i$  – коэффициент влияния соответствующей величины на коэффициент сжимаемости нефтяного газа.

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

$$\vartheta_P = 1 - \frac{\Delta K_P P}{\Delta P K} \quad (9)$$

$$\vartheta_T = 1 + \frac{\Delta K_T T}{\Delta T K} \quad (10)$$

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

$\Delta K_p = \Delta K_{p1} - \Delta K_{p2}$  - изменение значения коэффициента сжимаемости при изменении давления на величину  $\Delta P = P1 - P2$ , коэффициент сжимаемости вычисляют по ГОСТ 30319.2;

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

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

$$\delta V = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_r^2 + \delta \rho_r^2} \quad (11)$$

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 ГССД МР 113.

6.5.2.3.3 Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность измерений объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, не превышает  $\pm 5 \%$ .

6.5.2.4 Относительную погрешность массы и массового расхода скважинной жидкости 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 поверки считают положительными, если относительная погрешность измерений массы и массового расхода скважинной жидкости 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 %. | $\pm 80 \%$ . |

6.5.2.5 Допускается определять относительную погрешность измерений массы и массового расхода скважинной жидкости и относительную погрешность измерений объема и объемного расхода свободного нефтяного 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 скважинной жидкости без учета воды вычислять в соответствии с п.6.5.2.4.

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.

## **6.5.2 (Измененная редакция, Изм.№1).**

## **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 неполном 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).