

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ  
АО «Нефтеавтоматика»



*M. S. Nemirov* М.С. Немиров  
« 19 » 04 2019 г.

## ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Установки измерительные «Спутник-Массомер»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0343-19 МП

**РАЗРАБОТАНА**

Обособленным подразделением Головной научный  
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в  
г. Казань  
(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

**ИСПОЛНИТЕЛИ:**

Давыдова Е.Н.,  
Стеряков О.В.

Настоящая инструкция распространяется на установки измерительные «Спутник-Массомер» (далее по тексту – 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**

1.1 При проведении поверки выполняют следующие операции:

1.1.1 Внешний осмотр (п. 6.1);

1.1.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) установок (п. 6.2);

1.1.3 Опробование (п. 6.3);

1.1.4 Определение метрологических характеристик (МХ) (п. 6.4).

1.2 Поверку установок прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

## **2 Средства поверки**

2.1 Рабочий эталон 1-го разряда (п. 6.4.3) с относительными погрешностями воспроизведения массового расхода газожидкостных смесей не более  $\pm 1,0\%$  и воспроизведения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, не более  $\pm 1,5\%$  или рабочий эталон 2-го разряда (п. 6.4.3 и п. 6.4.4) с относительными погрешностями воспроизведения массового расхода газожидкостных смесей не более  $\pm 2,0\%$  и воспроизведения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, не более  $\pm 5\%$  по ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных сред».

2.2 Средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав установок (п. 6.4.2).

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение МХ поверяемых установок с требуемой точностью.

## **3 Требования безопасности**

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

в области охраны труда и промышленной безопасности:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101;

- Трудовой кодекс Российской Федерации;

в области пожарной безопасности:

- СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ №390 от 25.04.2012;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;

в области охраны окружающей среды:

- Федерального закона от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

## 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.

Т а б л и ц а 1 – Условия проведения поверки

Наименование параметра	Значение
Температура окружающего воздуха (внутри помещений установок), °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 нормативных документов (НД) на поверку СИ, входящих в состав установок.

## 5 Подготовка к поверке

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

При подготовке к поверке проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, входящих в состав установки.

## 6 Проведение поверки

### 6.1 Внешний осмотр.

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, препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах установки должны быть четкими и соответствующими эксплуатационно-технической документации;
- целостность поверительных пломб или оттисков поверительных клейм на СИ, 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.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО комплекса multifunctional программно-технического «Инфолук» автоматизации и телемеханизации (далее по тексту – комплекс «Инфолук»).

Чтобы определить идентификационные данные ПО комплекса «Инфолук» необходимо выполнить следующие процедуры:

- скачать и установить на персональном компьютере программу «PuTTY»;
- в появившемся после открытия программы, окне «PuTTY Configuration» в строке Host Name (or IP adress) ввести ip-адрес контроллера (Рис. 1);

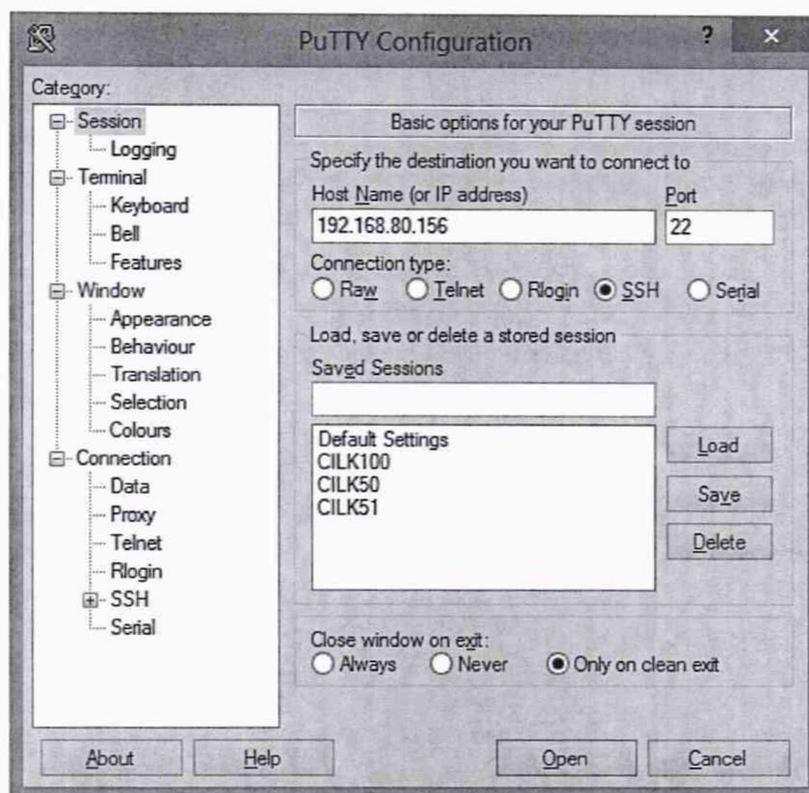


Рисунок 1 – Окно «PuTTY Configuration»

- в командной строке ввести Login: ubuntu и Password: temprrwd;
- ввести команду cd bzRunTime для перехода в папку «bzRunTime»;
- ввести команду md5sum libMassMeter.so, после чего в командной строке отобразится md5-сумма библиотеки libMassMeter.so (Рис. 2).

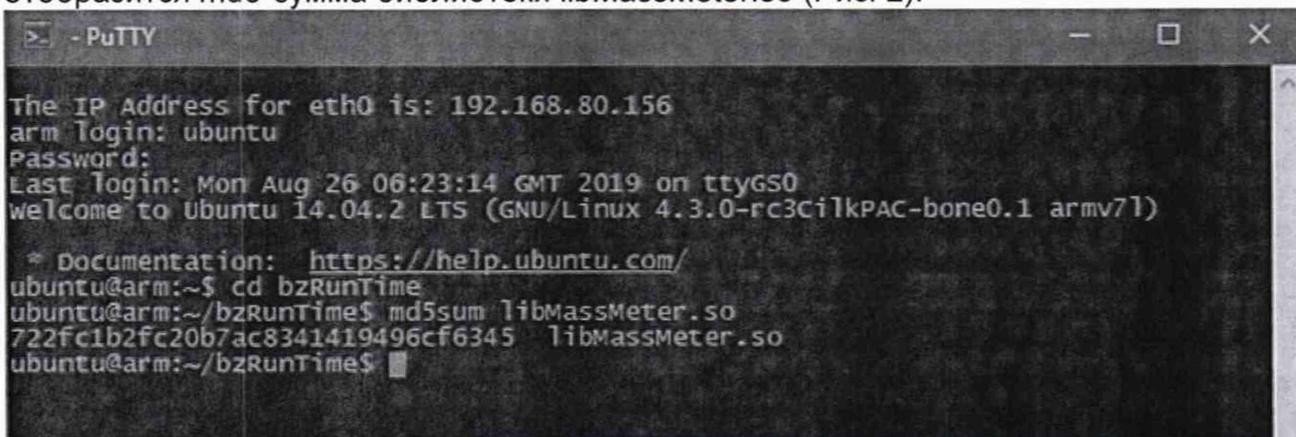


Рисунок 2 – Командная строка с md5-суммой библиотеки libMassMeter.so

Полученные идентификационные данные ПО комплекса «Инфолук» заносят в протокол поверки (таблица А.1 приложения А).

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО комплекса программно-технического «Мега» (далее по тексту – комплекс «Мега»).

Чтобы определить идентификационные данные ПО «Ротор» (программа опроса контроллеров) комплекса «Мега» необходимо выполнить следующие процедуры: в окне главной формы программы опроса контроллеров «РОТОР» в верхней строке нажать «Справка»; далее в появившемся выпадающем окне нажать «О Программе» после чего появится окно «О Программе», в котором отображены идентификационные данные ПО «Ротор» комплекса «Мега».

Чтобы определить идентификационные данные ПО «ОПС-сервер контроллеров «МЕГА» (программа, которая получает данные с контроллеров, от РОТОРа) комплекса «Мега» необходимо выполнить следующие процедуры: в

окне главной формы программы опроса контроллеров «РОТОР» в верхней строке нажать «Настройка»; далее в появившемся выпадающем окне нажать «Настройка контроллера Мега» после чего появится окно «О Программе», в котором отображены идентификационные данные ПО «ОПС-сервер контроллеров «МЕГА» комплекса «Мега».

Полученные идентификационные данные ПО комплекса «Мега» заносят в протокол поверки (таблица А.1 приложения А).

6.2.3 Если идентификационные данные ПО, указанные в описании типа установки, и полученные в ходе выполнения п. 6.2.1 для комплекса «Инфолук» или п. 6.2.2 для комплекса «Мега» идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО установки, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

### 6.3 Опробование.

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

6.3.2 Проверяют работоспособность СИ, входящих в состав установки, и установки в целом в соответствии с руководством по эксплуатации установки путем просмотра отображения измеренных СИ значений на экране комплекса «Инфолук» или «Мега» и формирования отчета установки.

6.3.3 Опробование при проливном способе поверки проводят с помощью рабочего эталона 1-го или 2-го разряда (в месте нахождения рабочего эталона 1-го или 2-го разряда), либо на коллекторе скважины при поверке на месте эксплуатации с помощью рабочего эталона 2-го разряда путем изменения параметров потока и качественной оценки реакции на такое изменение на коллекторе скважины.

6.3.4 Результаты опробования считают удовлетворительными, если при увеличении (уменьшении) значения параметров потока соответствующим образом изменялись показания установки и на экране комплекса «Инфолук» или «Мега» отображаются измеренные СИ значения, формируется отчет и отсутствуют аварийные сообщения о работе установки.

### 6.4 Определение МХ.

6.4.1 Определение МХ установки проводят одним из двух способов:

- поэлементным способом;

- проливным способом (в месте нахождения рабочего эталона 1-го или 2-го разряда или на месте эксплуатации установки).

П р и м е ч а н и е – Первичная поверка 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 методиками поверки, указанных в описании типа данных СИ.

Сведения результатов проверки указанных СИ заносят в протокол поверки (приложение А).

6.4.2.2 Определение относительной погрешности установки при измерении массы и массового расхода скважинной жидкости.

За погрешность измерений массы скважинной жидкости установки  $\delta M$ , %, принимают значение относительной погрешности измерений преобразователя массового расхода.

Значения относительной погрешности установки при измерении массы и массового расхода скважинной жидкости не должны превышать  $\pm 2,5\%$ .

6.4.2.3 Определение относительной погрешности установки при измерении объема и объемного расхода свободного нефтяного газа (СНГ), приведенного к стандартным условиям.

Относительную погрешности измерений объема и объемного расхода СНГ, приведенного к стандартным условиям  $\delta_{V_c}$ , %, при использовании массового расходомера, определяют по формуле

$$\delta_{V_c} = \sqrt{\delta_M^2 + \delta_B^2 + \delta_{\rho_c}^2}, \quad (1)$$

где  $\delta_M$  – относительная погрешность измерения массы газа;  
 $\delta_B$  – относительная погрешность системы сбора и обработки информации, %, в соответствии со свидетельством о поверке;  
 $\delta_{\rho_c}$  – относительная погрешность определения или измерения плотности СНГ при стандартных условиях, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{\rho_c} = \sqrt{\delta_{\rho_M}^2 + \sum_k (\theta_{c_k} \cdot \delta_{c_k})^2}, \quad (1.1)$$

где  $\delta_{\rho_M}$  – относительная методическая погрешность вычисления плотности СНГ по ГСССД МР 113-03 «Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа», %. Принимают в соответствии с ГСССД 113 равной 0,2% для сухих газовых смесей с содержанием метана не менее 70 мол.%, 0,4% для сухих газовых смесей с содержанием метана менее 70 мол.% и для влажных газовых смесей;  
 $\theta_{c_k}$  – коэффициент влияния k-го компонента СНГ на плотность СНГ в стандартных условиях;  
 $\delta_{c_k}$  – относительная погрешность измерений k-го компонента СНГ, %. Принимают в соответствии с методикой измерений молярной доли компонентов.

Значение относительной погрешности измерений объема и объемного расхода СНГ, приведенных к стандартным условиям, не должно превышать  $\pm 5$  %.

6.4.3 Определение относительной погрешности установки при измерении массы и массового расхода скважинной жидкости, объема и объемного расхода СНГ, приведенных к стандартным условиям, с применением рабочего эталона 1-го или 2-го разряда (проливной способ поверки в месте нахождения рабочего эталона 1-го или 2-го разряда).

Относительную погрешность установки при измерении массы и массового расхода скважинной жидкости, объема и объемного расхода СНГ, приведенных к стандартным условиям, определяют сравнением значений каждого параметра, измеренного установкой, со значениями соответствующего параметра, измеренного рабочим эталоном 1-го или 2-го разряда.

Определение относительных погрешностей установки производят на двух значениях расхода жидкости и СНГ ( $Q_{ж1}$ ,  $Q_{г1}$ ;  $Q_{ж2}$ ,  $Q_{г2}$ ) при трех значениях объемной доли воды (0%, 50%, 100%).

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

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

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

$Q_{жij}^э$  – массовый расход скважинной жидкости, измеренный рабочим эталоном 1-го или 2-го разряда, т/ч.

Сведения результатов проверки указанных СИ заносят в протокол поверки (таблица А.2 приложения А).

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

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

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

где  $Q_{rij}$  – объемный расход СНГ, приведенный к стандартным условиям, измеренный установкой,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$Q_{rij}^a$  – объемный расход СНГ, приведенный к стандартным условиям, измеренный рабочим эталоном 1-го или 2-го разряда,  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

Сведения результатов проверки указанных СИ заносят в протокол поверки (таблица А.3 приложения А).

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

6.4.4 Определение относительной погрешности установки при измерении массы и массового расхода скважинной жидкости, объема и объемного расхода СНГ, приведенных к стандартным условиям, с применением рабочего эталона 2-го разряда (проливным способом на месте эксплуатации).

Относительную погрешность установки при измерении массы и массового расхода скважинной жидкости, объема и объемного расхода СНГ, приведенных к стандартным условиям, определяют сравнением значений каждого параметра, измеренного установкой, со значениями соответствующего параметра, измеренного рабочим эталоном 2-го 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 СНГ, 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

$$\delta Q_{жij} = \frac{Q_{жij} - Q_{жij}^a}{Q_{жij}^a} \cdot 100, \quad (4)$$

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

$Q_{жij}^a$  – массовый расход скважинной жидкости, измеренный рабочим эталоном 2-го разряда,  $\text{т}/\text{ч}$ .

Сведения результатов проверки указанных СИ заносят в протокол поверки (таблица А.2 приложения А).

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

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

$$\delta Q_{rij} = \frac{Q_{rij} - Q_{rij}^3}{Q_{rij}^3} \cdot 100, \quad (5)$$

где  $Q_{rij}$  – объемный расход СНГ, приведенный к стандартным условиям, измеренный установкой,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$Q_{rij}^3$  – объемный расход СНГ, приведенный к стандартным условиям, измеренный рабочим эталоном 2 разряда,  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

Сведения результатов проверки указанных СИ заносят в протокол поверки (таблица А.3 приложения А).

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

## 7 Оформление результатов поверки

7.1 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.

По результатам поверки оформляют протокол поверки установки в соответствии с Приложением А.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке установки.

7.2 При отрицательных результатах поверки установки к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности к применению 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)

**ПРОТОКОЛ № \_\_\_\_\_**  
поверки установки измерительной «Спутник-Массомер»  
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства  
измерений \_\_\_\_\_

Диапазон измерений: \_\_\_\_\_

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы скважинной жидкости, % \_\_\_\_\_

- объема СНГ, приведенного к стандартным условиям, % \_\_\_\_\_

Заводской номер: \_\_\_\_\_

Принадлежит: \_\_\_\_\_ ИНН: \_\_\_\_\_

Место проведения поверки: \_\_\_\_\_

Средства поверки: \_\_\_\_\_

Методика поверки: \_\_\_\_\_

Условия проведения поверки: \_\_\_\_\_

Результаты поверки:

1. Внешний осмотр (п.6.1 МП) \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

2. Подтверждение соответствия ПО (п. 6.2 МП)

Таблица А.1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки	Значение, указанное в описании типа
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

3. Опробование (п. 6.3 МП) \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

4. Определение МХ (п. 6.4 МП)

Таблица А.2

Массовый расход скважинной жидкости, измеренный эталоном, т/ч	Массовый расход скважинной жидкости, измеренный установкой, т/ч	Относительная погрешность, %

Таблица А.3

Объемный расход СНГ, измеренный эталоном, т/ч	Объемный расход СНГ, измеренный установкой, т/ч	Относительная погрешность, %

Примечание – при проведении поверки поэлементным способом в данном разделе протокола приводятся сведения о поверке СИ, входящих в состав установки.

**Заключение:** установка измерительная «Спутник-Массомер» признана \_\_\_\_\_ К  
дальнейшей эксплуатации \_\_\_\_\_ годной/не годной

Должность лица проводившего поверку: \_\_\_\_\_  
(подпись) \_\_\_\_\_ (инициалы, фамилия)

Дата поверки: « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.