

СОГЛАСОВАНО



**Директор ОП ГНМЦ
АО "Нефтеавтоматика"**

_____ М.В. Крайнов

_____ 2022 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Установки измерительные «МЕРА-ММ.71»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0683-22 МП

Казань
2022

РАЗРАБОТАНА

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

Аттестат аккредитации RA.RU.311366

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Алексеев С.В.

Саматов А.А.

1 Общие положения

Настоящая инструкция распространяется на установки измерительные «Мера-ММ.71» (далее – установки) и устанавливает методику их первичной и периодической поверки.

Метрологические характеристики установки подтверждаются расчетно-экспериментальным методом в соответствии с разделом 9 настоящей методики поверки. Реализация методики поверки обеспечивается проливным методом и методом поэлементной поверки.

При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы массового расхода газожидкостных смесей в соответствии с ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков», что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 195-2011.

Реализован метод непосредственного сравнения результата измерения поверяемого средства измерений со значениями, определенного эталоном.

В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/ч (т/сут)	от 0,2 до 83,3 (от 5 до 2000)
Диапазон измерений объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч (м ³ /сут)	от 2 до 62500 (от 50 до 1500000)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти, %	± 2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти (без учета воды) при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях), % От 0 до 70 % Св.70 до 95% Св. 95 до 99%	± 6 ± 15 согласно методике измерений
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема и объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям, %	± 5,0

2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки выполняют следующие операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Операции поверки установки

Наименование операции	Номер раздела документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6	Да	Да
Опробование	7	Да	Да

Продолжение таблицы 2

Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) установки	8	Да	Да
Определение метрологических характеристик	9	Да	Да
Проведение поверки поэлементным способом	9.1	Нет	Да*
Проведение поверки проливным способом	9.2	Да	Да*
Определение пределов допускаемой относительной погрешности установки при измерении массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, с применением эталона 2 разряда на месте эксплуатации.	9.3	Нет	Да*
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10	Да	Да
*При периодической поверке выполняют только одну из указанных операций			

2.2 Поверку установки прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 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 3.

Таблица 3 – 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 Метрологические и технические требования к средствам поверки

Таблица 4 – Метрологические и технические требования к средствам поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
п.9.2 Проведении поверки проливным способом	<p>Рабочий эталон 1-го разряда диапазон массового расхода газожидкостных смесей от 0,01 до 150 т/ч с пределом относительной погрешности $\pm 1 \%$, диапазон объемного расхода газа от 0,1 до 1600 м³/ч с пределом относительной погрешности $\pm 1,5 \%$;</p> <p>Рабочий эталон 2-го разряда диапазон массового расхода газожидкостных смесей от 0,01 до 150 т/ч с пределом относительной погрешности $\pm 2 \%$, диапазон объемного расхода газа от 0,1 до 6000 м³/ч с пределом относительной погрешности $\pm 5 \%$</p>	Рабочий эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей 1-го разряда в диапазоне массового расхода жидкости от 0,2 т/ч до 100 т/ч и объемного расхода газа от 20 м ³ /ч до 25000 м ³ /ч, рег. № 3.2.ГНЭ.0003.2015
п.9.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности установки при измерении массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, с применением эталона 2 разряда на месте эксплуатации (мобильная установка)	Рабочий эталон 2-го разряда диапазон массового расхода газожидкостных смесей от 0,01 до 150 т/ч с пределом относительной погрешности $\pm 2 \%$, диапазон объемного расхода газа от 0,1 до 6000 м ³ /ч с пределом относительной погрешности $\pm 5 \%$	Рабочий эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей 2-го разряда с диапазоном воспроизведения массового расхода жидкости в составе газожидкостных смесей от 1,2 т/сут до 1000 т/сут и диапазоном воспроизведения объемного расхода газа в составе газожидкостных смесей, приведенного к стандартным условиям, от 50 м ³ /сут до 144000 м ³ /сут, рег. № 3.7.АВС.0001.2021

4.1 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых установок с требуемой точностью.

4.2 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». Вспомогательное оборудование должно быть аттестовано в установленном порядке.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении поверки соблюдают следующие требования:

- правила безопасности при эксплуатации используемых СИ, установленные в эксплуатационной документации;
- электрооборудование и вторичную аппаратуру заземляют в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50571.5.54-2013;
- требования безопасности к монтируемым комплектным устройствам согласно ГОСТ 12.2.007.0-75;
- в целях исключения загрязнения окружающей среды вредными и взрывоопасными веществами место проведения поверки должно соответствовать ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.007-76 и ГОСТ Р 12.3.047-12. Не допускают вредных выбросов и выделений в окружающую среду;
- лица, выполняющие работы в помещении, должны соблюдать требования охраны труда и пожарной безопасности, установленные в ГОСТ 12.0.004-15, ГОСТ 12.1.004-91, ГОСТ Р 12.3.047-12 и Федеральном законе Российской Федерации от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», а также требования внутренних нормативных документов и должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты;
- содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать уровня предельно допустимых концентраций (ПДК), установленных в ГОСТ 12.1.005;
- необходимо соблюдать требования безопасности при работе с нефтью в соответствии с ГОСТ 12.2.007.0-75;
- площадку, где установлена установка, содержат в чистоте, без следов нефти и оборудуют первичными средствами пожаротушения;
- при работе во взрывоопасной зоне в темное время суток необходимо применять светильники во взрывозащищенном исполнении (напряжение источника питания - не более 12 В).

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре 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;

- наличие оттисков поверительных клейм целостность поверительных пломб или оттисков поверительных клейм средств измерений, входящие в состав установки (при их наличии).

6.2 Результаты осмотра считают удовлетворительными, если выполняются вышеуказанные требования.

6.3 В случае неудовлетворительных результатов внешнего осмотра поверку прекращают.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

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

7.2 При проливном методе поверки опробование установки проводят с помощью эталона 1 или 2 разрядов, либо с применением эталона 2 разряда по ГОСТ 8.637-2013 при поверке на месте эксплуатации. Опробование установки проводят путем изменения параметров потока и качественной оценки реакции на такое изменение. Результаты опробования считают положительными, если при изменении расхода газожидкостной смеси, воспроизводимой эталоном, соответствующим образом изменяются показания поверяемой установки.

При поэлементном методе поверки опробование СИ, входящих в состав установки проводят в соответствии с НД на их поверку.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Для определения идентификационных данных ПО установки необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для контроллеров, входящих в ее состав.

8.2 В главном меню на сенсорной панели установки нажать кнопку «Версия ПО». В открывшемся на сенсорной панели окне отобразится наименование и номер версии встроенного ПО контроллера.

8.3 Если идентификационные данные ПО, указанные в описании типа установки, и полученные в ходе выполнения п.8 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО установки, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

Поверку установок проводят поэлементным или проливным способами.

9.1 Проведение поверки поэлементным способом.

9.1.1 Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений указанным в описании типа. Проверяют наличие действующих сведений о поверке СИ, входящий в состав установки, с положительным результатом в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Сведения о поверке каждого СИ заносят в протокол поверки произвольной формы.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав установки, проводят в соответствии с методиками поверки, приведенными в их свидетельствах об утверждении типа.

Если все СИ, входящие в состав установки, прошли поверку с положительным результатом, результаты поверки установки считаются положительными.

Если очередной срок поверки СИ из состава установки наступает до очередного срока поверки установки, поверяется только это СИ, при этом внеочередную поверку установки не проводят.

9.2 Проведение поверки проливным способом.

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

Относительную погрешность установки при измерении массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объемного 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 объемной 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.

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

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

где $Q_{жij}$ – массовый расход жидкости (сырой нефти), измеренный установкой, т/ч;
 $Q_{жij}^э$ – массовый расход жидкости (сырой нефти), измеренный эталоном, т/ч.

9.2.2 Относительную погрешность i -го измерения массы и массового расхода сырой нефти без учета воды в j -й точке, δQ_{nij} , %, определяют по формуле

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

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

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

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

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

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

$Q_{гij}^э$ – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном, м³/ч.

9.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности установки при измерении массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, с применением эталона 2 разряда на месте эксплуатации.

¹ Если в качестве рабочей среды в эталоне 2-го разряда используют газожидкостную смесь, состоящую из воды и воздуха, то допускаемую относительную основную погрешность при измерении массового расхода скважинной жидкости без учета воды не определяют.

Относительную погрешность установки при измерении массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти 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 сырой нефти, влагосодержанию сырой нефти 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.

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

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

где $Q_{жij}$ – массовый расход жидкости (сырой нефти), измеренный установкой, т/ч;
 $Q_{жij}^э$ – массовый расход жидкости (сырой нефти), измеренный эталоном, т/ч.

9.3.2 Относительную погрешность *i*-го измерения массы и массового расхода сырой нефти без учета воды в *j*-й точке, δQ_{nij} , %, определяют по формуле

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

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

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

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

$$\delta Q_{rij} = \frac{Q_{rij} - Q_{rij}^э}{Q_{rij}^э} \cdot 100, \quad (6)$$

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

$Q_{rij}^э$ – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном, т/ч.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

10.1 Значение относительной погрешности измерений массы сырой нефти при каждом измерении не должно превышать 2,5 %.

10.2 Значение относительной погрешности измерений массы сырой нефти без учета воды при каждом измерении не должно превышать:

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

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

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки установки оформляют протоколом произвольной формы.

11.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке установки в соответствии с требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений», утвержденного приказом Минпромторга России от 31.07.2020 г. № 2510. На оборотной стороне свидетельства о поверке установки указывают:

- диапазон измеряемых расходов сырой нефти и нефтяного газа;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы сырой нефти, массы сырой нефти без учета воды и объема нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям.

11.3 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», утвержденным приказом Минпромторга России от 31.07.2020 г. № 2510.