

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ
Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора по развитию
ФГУП «ВНИИР»
А.С. Тайбинский
«08» ноября 2016 г.



ИНСТРУКЦИЯ

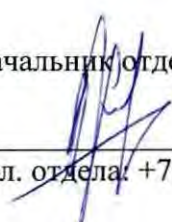
Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений попутного нефтяного газа, нефти и воды на базе
трехфазного тестового сепаратора NC-MBD62210 месторождения Северное
Чайво

Методика поверки

МП 0459-9-2016

Начальник отдела НИО-9


К.А. Левин
Тел. отдела: +7 (843) 273 28 96

г. Казань
2016

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ
Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по развитию
ФГУП «ВНИИР»



ИНСТРУКЦИЯ


Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений попутного нефтяного газа, нефти и воды на базе
трехфазного тестового сепаратора NC-MBD62210 месторождения Северное
Чайво

Методика поверки

МП 0459-9-2016

Начальник отдела НИО-9


К.А. Левин
Тел. отдела: +7 (843) 273 28 96

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ
Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора по развитию
ФГУП «ВНИИР»
А.С. Тайбинский
«08» ноября 2016 г.



ИНСТРУКЦИЯ

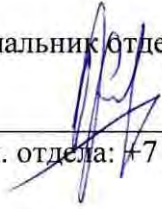
Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений попутного нефтяного газа, нефти и воды на базе
трехфазного тестового сепаратора NC-MBD62210 месторождения Северное
Чайво

Методика поверки

МП 0459-9-2016

Начальник отдела НИО-9


К.А. Левин
Тел. отдела: +7 (843) 273 28 96

г. Казань
2016

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левин К.А, Тонконог М.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на Систему измерений попутного нефтяного газа, нефти и воды на базе трехфазного тестового сепаратора месторождения NS-MBD62210 Северное Чайво (далее – систему), предназначенную для прямых измерений массы брутто нефти (сырой нефти), косвенных измерений массы нетто нефти и объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, извлекаемых из недр, и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками – четыре года.

1. Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) узла	6.2	Да	Да
Внешний осмотр	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.5	Да	Да

2. Средства поверки

2.1. Первичную и периодическую поверку проводят с использованием эталонов и вспомогательного оборудования, указанных в нормативной документации на методику поверки средств измерений, входящих в состав узла.

2.1.1. Основные средства поверки массовых расходомеров:

- аттестованные эталоны по ГОСТ 8.142-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового и объемного расхода (массы и объема) жидкости» (далее - эталоны)

2.1.2. Допускается проводить поверку рабочего расходомера беспроливным способом в соответствии с процедурой SMV, приведенной в приложении А.

2.1.3. Для поверки массовых расходомеров допускается использовать Государственный первичный эталон объемного и массового расхода жидкости ГЭТ 63-2013.

2.1.4. Основные средства поверки расходомеров попутного нефтяного газа:

- аттестованные эталоны по ГОСТ Р 8.618-2014 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расходов газа».

3. Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс РФ;

- в области промышленной безопасности – Федеральные нормы и правила промышленной безопасности, Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», а также другими действующими отраслевыми нормативными документами;

- в области пожарной безопасности – Правила противопожарного режима, СНиП 21.01-97 с изменением № 2 2002 г. «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (Приказа Минтруда России от

24.07.2013 N 328н)., «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», VI-ое издание, 2003 г.;

- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон «Об охране окружающей среды» Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (с изменениями на 29.12.2015), редакция, действующая с 01.01.2016и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений (далее – СИ), приведенными в их эксплуатационной документации;

- правилами технической эксплуатации электроустановок;

- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

4. Условия поверки

4.1. При проведении поверки проливным способом соблюдают условия, указанные в правилах хранения и применения эталонов

4.2. При проведении периодической поверки соблюдают условия указанные в разделах «Условия поверки» в НД на методики поверки всех СИ, входящих в состав узла.

5. Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с эксплуатационными документами на узел и НД на методики поверки СИ, входящих в состав узла.

6. Проведение поверки

6.1. Проводят идентификацию ПО установки. ПО должно иметь идентификационные признаки, соответствующие указанным в таблице 2.

Т а б л и ц а 2. Идентификационные данные ПО узла:

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Delta V	FloBoss S600+
Идентификационное наименование ПО	Delta V	FloBoss S600+
Номер версии (идентификационный номер) ПО	0001-0004-3436	App sw 06.23/23 161014
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Не применяется	Не применяется
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	Не применяется	Не применяется

6.2. Если идентификационные данные ПО не соответствуют указанным в таблице 2, результаты поверки считают отрицательными.

6.3. Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие установки следующим требованиям:

– комплектность установки должна соответствовать технической документации;

– 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 соответствовать технической документации.

6.4. Опробование

6.4.1. Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав установки.

6.4.2. Проверяют действие и взаимодействие компонентов установки в соответствии с эксплуатационными документами.

6.5. Определение метрологических характеристик.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав установки, проводят в соответствии с НД, приведенными в описании типа на СИ.

Т а б л и ц а 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
счетчики-расходомеры массовые MicroMotion (далее - расходомеры)	<p>«Рекомендация. ГСИ. Счетчики расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» (утв. ВНИИМС 25.10.2015) или Приложение А настоящей МП.</p> <p>Поверка проводится:</p> <p>А) на месте эксплуатации с участием представителя организации, аккредитованной на право поверки</p> <p>Б) в аккредитованной поверочной лаборатории</p> <p>Пределы допускаемой относительной погрешности:</p> <p>$\pm 0,25\%$ для рабочего и для контрольного расходомера – при поверке на стационарном эталоне на основе весов в аккредитованной поверочной лаборатории.</p> <p>$\pm 2,5\%$ для рабочего расходомера при поверке с помощью процедуры SMV (см. приложение А)</p> <p>$\pm 2,5\%$ для рабочего расходомера при поверке с помощью контрольного расходомера, аттестованного в качестве эталона (см. приложение А)</p>
Преобразователи расхода газа ультразвуковые Daniel 3414	<p>МП 61888-15 «Инструкция. ГСИ. Преобразователи расхода газа ультразвуковые Daniel. Методика поверки», утв. ФГУП «ВНИИМС» 07 апреля 2015 г.</p> <p>Поверка проводится:</p> <p>А) в аккредитованной поверочной лаборатории</p> <p>Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и расхода газа: (при поверке на установке и при поверке имитационным методом)</p> <p>$\pm 0,5\%$ при $Q_t \leq Q \leq Q_{\max}$,</p> <p>$\pm 0,7\%$ при $Q_{\min} \leq Q \leq Q_t$.</p>
Преобразователи давления измерительные 3051S	<p>МП 24116-13 «Преобразователи давления измерительные 3051S. Методика поверки», утв. ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 17.12.2002г.</p> <p>Поверка проводится:</p> <p>А) на месте эксплуатации с участием представителя организации, аккредитованной на право поверки</p> <p>Пределы основной допускаемой погрешности: $\pm 0,55\%$</p>
Преобразователи измерительные Rosemount 3144P	<p>12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки», утв. ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г.</p> <p>Поверка проводится:</p> <p>А) на месте эксплуатации с участием представителя организации, аккредитованной на право поверки</p> <p>Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений преобразований сигнала в температуру $\pm 0,1\text{ }^\circ\text{C}$</p>
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0078	<p>ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки».</p> <p>Поверка проводится:</p> <p>А) на месте эксплуатации с участием представителя организации, аккредитованной на право поверки</p>

	Допуск: $\pm (0,15 + 0,002 t)$ для класса «А», $\pm (0,3 + 0,005 t)$ для класса «Б»
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	МП 0392-13-2016 «Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки», утв. ФГУП «ВНИИР» в феврале 2016 г. или Приложение Б настоящей МП. Поверка проводится: А) на месте эксплуатации с участием представителя организации, аккредитованной на право поверки
система измерительно-управляющая и противоаварийной автоматической защиты Delta V	Приложение В настоящей МП. Поверка проводится: А) на месте эксплуатации с участием представителя организации, аккредитованной на право поверки

6.6. Критерии положительного результат поверки узла

А) Метрологические характеристики СИ (кроме FloBoss S600+ и Delta V) должны соответствовать критериям, указанным в таблице 3 данной методики;

Б) Метрологические характеристики FloBoss S600+ должны соответствовать характеристикам, указанным в их описании типа или НД на методику их поверки.

Если требования пунктов А и Б выполняются, узел является поверенным и пригодным к эксплуатации.

7. Оформление результатов поверки

7.1. При положительных результатах поверки системы оформляют свидетельство о поверке узла с перечислением СИ конфигурации узла и их результатов поверки по НД таблицы 3 в соответствии с требованиями обязательных НД. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

7.2. При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с требованиями обязательных НД.

Приложение А
(обязательное)

Методика поверки рабочих массовых расходомеров в составе системы измерений попутного нефтяного газа, нефти и воды на базе трехфазного тестового сепаратора NC-MBD62210 месторождения Северное Чайво.

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее приложение распространяется на рабочие расходомеры в составе системы измерений попутного нефтяного газа, нефти и воды на базе трехфазного тестового сепаратора месторождения NC-MBD62210 Северное Чайво, используемые непосредственно для измерений количества и расхода массы сырой нефти (или отделенной пластовой воды со следами нефти) и описывает методику проведения их периодической поверки.

А.1 Проведение поверки рабочего расходомера с использованием контрольного расходомера, аттестованного в качестве эталона

А.1.1 Средства поверки:

В качестве средства поверки применяют массовый расходомер, аттестованный в качестве эталона по ГОСТ 8.142-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового и объемного расхода (массы и объема) жидкости».

А.1.2 Условия поверки:

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть, попутный газ, пластовая вода
Диапазон расхода измеряемых сред: - попутного газа в стандартных условиях, м ³ /ч - нефти, т/ч - пластовой воды, т/ч	7079 – 144534 6,372 – 110,34 0,569 – 66,730
Содержание свободного газа в измерительных линиях после сепарации, % объемной доли	Не допускается
Диапазон температуры измеряемых сред, °С	18 – 85
Диапазон давлений измеряемой среды, изб. МПа	4,0 – 6,5

А.1.3 Требования безопасности.

При проведении поверки руководствуются требованиями законодательства РФ, действующими Правилами безопасности, внутренними регламентами и инструкциями компании, эксплуатирующей расходомер и требованиями руководства по эксплуатации на расходомер.

А.1.4 Проведение поверки. Определение метрологических характеристик.

А.1.4.1 Проводят идентификацию программного обеспечения (ПО) расходомера с применением сервисного ПО ProlinkII, ProlinkIII или переносного HART-коммуникатора. Считывание идентификационных признаков программного обеспечения проводят согласно инструкции по эксплуатации на конкретную модель расходомера. Расходомер считается пригодным к эксплуатации, если идентификационные признаки его ПО соответствуют значениям, приведенным в его описании типа.

А.1.4.2 Проверка стабильности режима. Проверяют стабильность установившегося режима работы сепаратора. Режим считают стабильным, если значение расхода сырой нефти через измерительную линию нефти сепаратора не меняется более чем на $\pm 2,5\%$ в течение 30 мин.

А.1.4.3. Определение метрологических характеристик.

Проводят не менее 11 измерений массы сырой нефти ($i=1,2...11$), каждое измерение длительностью не менее 15 минут. Для каждого i -го измерения массы сырой нефти проверяют выполнение условия

$$\delta M_i = \frac{M_i - M_i^{REF}}{M_i^{REF}} \cdot 100\% \leq \pm 2,5\%, \quad (1)$$

где M_i - масса сырой нефти, измеренная рабочим (поверяемым) расходомером в течение i -го измерения, т.;

M_i^{REF} - масса сырой нефти, измеренная контрольным (аттестованным в качестве эталона) расходомером в течение i -го измерения, т.

Если для всех 11 измерений условие (1) выполняется, результат поверки считается положительным, а расходомер пригодным к эксплуатации. Если при каком либо измерении условие (1) не выполняется, проводят дополнительное измерение. Если дополнительное измерение удовлетворяет условию (1), то результат поверки считают положительным. Если условие (1) по-прежнему не выполняется после проведения дополнительного измерения, необходимо провести калибровку расходомера и последующую поверку с применением стационарного эталона в аккредитованной поверочной лаборатории по документу «Рекомендация. ГСИ. Счетчики расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» (утв. ВНИИМС 25.10.2015), согласно раздела, описывающего проливной способ поверки.

А.2 Проведение поверки рабочего расходомера безпроливным способом (процедура SMV).

А.2.1 Безпроливная поверка с помощью процедуры SMV может быть проведена только для расходомеров, оснащенных первичными преобразователями CMF, CMFS, F укомплектованных базовым процессором модели 800.

А.2.2 При проведении поверки должны выполняться следующие условия.

А.2.2.1 Параметры окружающей среды:

- температура окружающего 17...23°C.
- скорость изменения температуры окружающего воздуха не более 0,2°C/мин.
- относительная влажность воздуха 30...80%.
- атмосферное давление 86...107 кПа.

А.2.2.2. Расходомер должен быть сухим и чистым, следы парафинов и иных отложений должны отсутствовать.

А.2.2.3. Расходомер должен быть свободно подвешен, а фланцы закрыты заглушками.

А.2.3. Подготовка к поверке.

А.2.3.1 Перед началом процедуры поверки расходомер необходимо выдержать в условиях проведения поверки для стабилизации его температуры. Изменение температуры трубы первичного преобразователя (определяемой по встроенному датчику температуры) должно быть не более 0,2°C/мин.

А.2.3.2 Проводят внешний осмотр расходомера и устанавливают:

- отсутствие механических повреждений и дефектов, не позволяющих провести поверку;
- соответствие комплектности расходомера его технической документации;
- соответствие исполнения расходомера его маркировке.

Если расходомер не проходит внешний осмотр, результат его поверки считают отрицательным.

А.2.4 Проводят идентификацию программного обеспечения (ПО) расходомера с применением сервисного ПО ProlinkII, ProlinkIII или переносного HART-коммуникатора. Считывание идентификационных признаков программного обеспечения проводят согласно инструкции по эксплуатации на конкретную модель расходомера. Расходомер считается

пригодным к эксплуатации, если идентификационные признаки его ПО соответствуют значениям, приведенным в его описании типа.

А.2.5 Контроль параметров с помощью процедуры SMV.

А.2.5.1 Дважды запускают процедуру SMV согласно руководства по эксплуатации расходомера.

Электронный преобразователь расходомера в автоматическом режиме проводит контроль всех электронных цепей расходомера и вычисляет относительное изменение жесткости правой и левой сторон П-образной первичного преобразователя по формулам:

$$\delta K_{i,R} = \frac{K_{0,R} - K_{i,R}}{K_{0,R}} \times 100\%, \quad (2)$$

$$\delta K_{i,L} = \frac{K_{0,L} - K_{i,L}}{K_{0,L}} \times 100\%, \quad (3)$$

где K_0 - жесткость правой (R) или левой (L) части трубы, вычисленная с помощью процедуры SMV при заводской калибровке и сохраненная в памяти расходомера

K_i - жесткость правой жесткость правой (R) или левой (L) части трубы, вычисленная с помощью процедуры SMV при текущем запуске

А.2.5.2 Если разность между результатами последовательных определений относительного изменения жесткости для какой-либо стороны превосходит 0,1 %, необходимо повторить процедуру SMV до 10 раз, пока разность между результатами двух последовательных определений относительных изменений жесткости не окажется менее 0,1 %. Если данное условие не достигается при десятикратном повторении процедуры, расходомер подлежит проливной калибровке и поверке с использованием стационарных эталонов на базе весов в поверочной лаборатории.

А.2.5.3 Для значений δK , удовлетворяющих условию А.2.5.2 определить среднее значение изменения жесткости левой стороны $\overline{\delta K_L}$ и правой стороны $\overline{\delta K_R}$.

А.2.5.4 Расходомер считается годным к эксплуатации с границами допускаемой относительной погрешности при измерении массы и массового расхода $\pm 2,5\%$, если выполняется условие

$$\begin{cases} \left| \overline{\delta K_L} \right| \leq 2.5\% \\ \left| \overline{\delta K_R} \right| \leq 2.5\% \end{cases} \quad (4)$$

В противном случае расходомер подлежит проливной калибровке и поверке с использованием стационарных эталонов на базе весов в поверочной лаборатории.

Приложение Б
(обязательное)

Методика поверки контроллеров измерительных FloBoss S600+ в составе системы измерений попутного нефтяного газа, нефти и воды на базе трехфазного тестового сепаратора NC-MBD62210 месторождения Северное Чайво.

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее приложение распространяется на контроллеры измерительные FloBoss S600+ в составе системы измерений попутного нефтяного газа, нефти и воды на базе трехфазного тестового сепаратора месторождения NC-MBD62210 Северное Чайво, используемые непосредственно для измерений количества и расхода массы сырой нефти (или отделенной пластовой воды со следами нефти) и объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям и описывает методику проведения их периодической поверки.

Б.1 Проведение поверки контроллера измерительного FloBoss S600+ с использованием средства поверки, указанные в таблице Б 1.1

Таблица Б 1.1

Наименование и тип средства поверки	Наименование и тип средства поверки	Кол-во
Частотомер электронно счётный Agilent 53132A	Диапазон воспроизведения частоты пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 3 \cdot 10^{-7} \%$.	1
Мультиметр цифровой Agilent 34410A	Диапазон измерения напряжения (0-1) В предел допускаемой абсолютной погрешности $\pm (0,0035 \times 10^{-2} \cdot U \text{ изм. пост.} + 7 \cdot 10^{-5})$ или $1,05 \cdot 10^{-6}$ В	1
Мера электрического сопротивления МС-3050	Номинальное значение 50 Ом класс точности 0,001	1
Термогигрометр CENTER-313	Диапазон измерения относительной влажности (0 – 100) %, погрешность $\pm 2,5 \%$; температуры (минус 20 – 60) °С, погрешность $\pm 0,7 \text{ }^\circ\text{C}$.	1
Барометр-анероид метрологический М-67	Диапазон измерения (610 – 790) мм рт. ст., погрешность $\pm 0,8$ мм рт. ст.	1

Б 1.2 Допускается использование средств поверки, отличающихся от указанных в таблице Б 1.1, но обеспечивающих определение метрологических характеристик с требуемой точностью.

Б.1.3 Условия поверки:

Поверку контроллеров проводят в следующих условиях:

- температура окружающего воздуха:
при проведении операций по остальным пунктам: $23 \pm 5 \text{ }^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха: (30 – 80) %;
- атмосферное давление (84 - 106,7) кПа.

Б.1.3 Требования безопасности.

При проведении поверки руководствуются требованиями законодательства РФ, действующими Правилами безопасности, внутренними регламентами и инструкциями компании, эксплуатирующей расходомер и требованиями руководства по эксплуатации на расходомер.

Б.1.4 Проведение поверки. Определение метрологических характеристик.

Б.1.5 Внешний осмотр

Б.1.5.1 При внешнем осмотре проверить:

- соответствие комплектности эксплуатационной документации;
- отсутствие механических повреждений;
- наличие заводских номеров и маркировки.

Б.1.5.2 Результаты внешнего осмотра считают положительными, если выполняются требования, указанные в Б.1.5.1

Б.1.6 Опробование

Б.1.6.1 При опробовании проверить функционирование контроллера по отображению информации на ЖК-дисплее.

Б.1.6.2 Результаты опробования считают положительными, если выполняются требования, указанные в Б.1.6.1

Б.1.7 Определение метрологических характеристик.

Б.1.7.1 К входу контроллера последовательно подключить меру сопротивления и датчик тока (им может быть трансмиттер в режиме имитации). Параллельно сопротивлению подключить мультиметр в режиме измерения напряжения. Датчиком тока подключённым ко входу контроллера, задать значение заданных значения силы тока (4; 8; 12; 16; 20) мА.

Основную приведённую погрешность при измерении силы тока определяют через падение напряжения на мере сопротивления. Для каждого заданного значения рассчитывают погрешность по формуле:

$$\delta\% = \frac{(X_{и} - X_{з})}{(X_{max} - X_{min})} * 100 \quad (1)$$

$$X_{з} = \frac{(X_{max} - X_{min}) * (U_{и} - 0,004 * R)}{0,016 * R} + X_{min} \quad (2)$$

где $U_{и}$ – измеренное значение падения напряжения на мере сопротивления, В
 R – Истинное значение меры сопротивления;
 $X_{и}$ – расчётное значение заданной величины, в инженерных величинах;
 $X_{з}$ – считанное с контроллера значение в инженерных величинах;
 X_{max} – максимальная величина диапазона в инженерных величинах;
 X_{min} – минимальная величина диапазона в инженерных величинах;

Б.1.7.2 Операции по Б.1.7.1 повторить с каждым аналоговым входом.

Б.1.7.3 Результаты считают положительными, если основная приведенная погрешность (при 23 ± 5 °С) при измерении силы тока для каждого входа контроллера находится в интервале $\pm 0,02\%$

Б.1.7.4 На вход измерительного канала частоты измерителя газа при помощи генератора частоты задают значение соответствующее поверяемой точке диапазона измерений и считывают значение выходного сигнала в инженерных единицах с дисплея контроллера. Задаётся не менее пяти значений измеряемого параметра, равномерно распределённых в

пределах диапазона измерений и округлённых до десяти, включая крайние точки диапазона. Значение давления и температуры задают с помощью клавиатуры.

Относительную погрешность при измерении частоты (%) для каждого измеренного значения частоты рассчитывают по формуле:

$$\delta f\% = \frac{f_k - f_{\text{ч}}}{f_{\text{ч}}} * 100\% \quad (3)$$

$$\delta Q\% = \frac{(Q_k - Q_{\text{расч}})}{Q_{\text{расч}}} * 100\% \quad (1)$$

$$Q_{\text{расч}} = \frac{(f_{\text{ч}} * 3600)}{KF} * MF \quad (2)$$

$$Q_{\text{расчгаз}} = \frac{(f_{\text{ч}} * 3600)}{KF} * MF * \frac{\rho_{\text{раб}}}{\rho_{\text{ст}}} \quad (2)$$

где

$\delta f\%$	-	погрешность измерения частоты;
$f_{\text{ч}}$	-	снятое с частотомера значение измеренной частоты поданное на частотный вход контроллера, Hz
f_k	-	снятое с контроллера значение измеренной частоты поданное на частотный вход контроллера, Hz
$\delta Q\%$	-	погрешность измерения расхода;
Q_k	-	величина расхода считанная с контроллера;
$Q_{\text{расч}}$	-	расчётная величина рабочего расхода;
KF	-	K-фактор (имп/м3);
MF	-	M-фактор (поправочный множитель)
$Q_{\text{расчгаз}}$	-	формула расчёта стандартного расхода газа;
$\rho_{\text{раб}}$	-	величина плотности газа при рабочих условиях*;
$\rho_{\text{ст}}$	-	величина плотности газа при стандартных условиях*;

*Значения плотностей газа рассчитывают по алгоритму AGA8-1994 предварительно зафиксировав в контроллере: состав газа, рабочее давление и рабочую температуру. Величины давления и температуры допускается выбирать в пределах рабочих диапазонов системы.

Б.1.7.5 Операции по Б.1.7.1 повторить с каждым используемым частотным входом контроллера.

Б.1.7.6 Результаты считают положительными, если основная приведенная погрешность при измерении частоты и расхода для каждого используемого входа контроллера находится в пределах:

$$\delta f\% \leq \pm 0,002\% \text{ (для частоты);}$$

$$\delta Q\% \leq \pm 0.0223\% \text{ (для расхода);}$$

Приложение В
(обязательное)

Методика поверки алгоритма вычисления массы нефти в составе системы измерений попутного нефтяного газа, нефти и воды на базе трехфазного тестового сепаратора NC-MBD62210 месторождения Северное Чайво.

Проверку алгоритма вычисления проводят путём снятия отчёта теста скважины и сличения полученных данных с расчётными. Расчёт вычислений проводить согласно пункту 9 документа: «КОЛИЧЕСТВО НЕФТИ И ПОПУТНОГО ГАЗА Узел раздельного учёта попутного нефтяного газа, нефти и воды на базе трёхфазного тестового сепаратора месторождения Северное Чайво. Методика измерений. Казань 2016»

С применением шаблона расчёта в программе Excel в шаблон вводят исходные данные:

1. плотность нефти по лабораторным данным
2. плотность воды по лабораторным данным
3. объёмное содержание воды в нефти по лабораторным данным
4. массовое содержание воды в нефти по лабораторным данным
5. массовое содержание механических примесей в нефти по лабораторным данным
6. массовое содержание хлористых солей в нефти по лабораторным данным
7. массовое содержание нефти в воде по лабораторным данным
8. объёмное содержание нефти в воде по лабораторным данным
9. плотность газа по лабораторным данным
10. плотность жидкости в газе по лабораторным данным
11. измеренное количество массы нефти
12. измеренное количество массы воды
13. измеренное количество газа
14. остаточное содержание объёмной доли свободного газа в жидкостной линии после сепарации
15. остаточное содержание растворенного газа в нефти после сепарации

В результате обработки данных расчётную величину общей массы нефти сравнивают с величиной в отчёте (параметр Oil Mass) и вычисляют отклонение по формуле

$$\delta M\% = \frac{M_{\text{измеренное}} - M_{\text{расчётное}}}{M_{\text{расчётное}}} * 100\% \quad (3)$$

Где:

- $\delta M\%$ - погрешность определения массы;
 $M_{\text{измеренное}}$ - масса нефти, определённая измерительной системой;
 $M_{\text{расчётное}}$ - масса нефти, рассчитанная по методике измерений;

Допустимое отклонение должно соответствовать условию: $\delta M\% \leq \pm 0,05\%$;

Оформление результатов поверки:

По полученным результатам оформляется протокол в произвольной форме по каждому пункту в отдельности.

На основании наличия протоколов и свидетельств на средства измерения оформляется свидетельство о поверке на измерительную систему.