

СОГЛАСОВАНО

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**

М.В. Крайнов

« 26 » 09 2024 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Установка измерительная «Мера-ММ.91»

**Методика поверки
НА.ГНМЦ.0835-24 МП**

**Казань
2024**

РАЗРАБОТАНА

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

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Березовский Е.В., к.т.н,
Шарафутдинова К.Р.

1 Общие положения

Настоящий документ распространяется на установку измерительную «Мера-ММ.91» (далее – установка) с заводским номером 6747, и устанавливает методику ее первичной, периодической поверки.

Поверку установки проводят в диапазоне измерений, указанном в эксплуатационной документации установки и в соответствие с настоящим документом.

Если очередной срок поверки средств измерений (далее — СИ) из состава установки наступает до очередного срока поверки установки, поверяется только это СИ, при этом поверку установки не проводят.

Проверка отдельных измерительных каналов из состава установки, для меньшего числа измеряемых величин или на меньшем числе поддиапазонов не проводится.

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» соответственно, подтверждающие прослеживаемость к ГЭТ 195-2011 «Государственный первичный специальный эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей».

Поверку установки проводят проливным способом при первичной поверке и проливным или поэлементным способом при периодической поверке.

2 Операции поверки

2.1 При проведении поверки выполняют следующие операции, указанные в таблице 1:

Таблица 1 – операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Обязательность выполнения операций поверки при	
		первичной поверке	периодической поверке
1. Внешний осмотр установки	7	Да	Да
2. Подготовка к поверке и опробование	8	Да	Да
3. Проверка программного обеспечения установки	9	Да	Да
4. Определение метрологических характеристик установки и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10	Да	Да

2.2 При получении отрицательных результатов при выполнении любой из операций поверка прекращается.

3 Требования к условиям проведения поверки

При проведении поверки установки с применением эталонов по ГОСТ 8.637-2013 «Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков» должны соблюдаться условия, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 — Условия проведения поверки установок

Наименование параметра	Единицы измерения	Количество
Температура окружающего воздуха (внутри помещений установки)	°C	от +10 до +30
Относительная влажность воздуха	%	от 30 до 80
Атмосферное давление	кПа	от 97,3 до 101,3

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

4.1 Поверка установки должна проводиться метрологической службой предприятия или организацией, аккредитованной в установленном порядке.

4.2 Поверку установки должен выполнять поверитель, изучивший технологическую схему установки и принцип ее работы.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

5.1 При поверке используют эталоны с метрологическими и техническими характеристиками, указанными в таблице 3.

Таблица 3 – 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. 10.1 Определение метрологических характеристик установки лаборатории	Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с ГОСТ 8.637 с диапазоном воспроизведения массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки и относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси не более $\pm 1,0\%$; с диапазоном воспроизводимого объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, соответствующим	Рабочий эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей 1 разряда в диапазоне значений массового расхода жидкости в составе газожидкостных смесей от 0,1 до 100 т/ч единицы объёмного расхода газа в составе газожидкостных

	<p>рабочему диапазону поверяемой установки и относительной погрешностью измерения объемного расхода газа (воздуха) не более $\pm 1,5 \%$.</p> <p>Эталон 2-го разряда в соответствии с ГОСТ 8.637 с диапазоном воспроизведения массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси от 1,5 до 2,0 %, с диапазоном воспроизводимого объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения объемного расхода газа (воздуха) от 3 до 5 %.</p>	<p>смесей, приведенного к стандартным условиям от 1,0 до 1600 м³/ч, рег. № 3.7.ABC.0002.2023.</p> <p>Рабочий эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей 2 разряда в диапазоне значений единицы массового расхода жидкости в составе газожидкостных смесей от 0,2 до 100 т/ч, единицы объемного расхода газа в составе газожидкостных смесей, приведенного к стандартным условиям, от 40 до 2500 м³/ч.</p>
п. 10.2 Определение метрологических характеристик установки на месте эксплуатации	<p>Эталоны и СИ с диапазоном воспроизведения массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси от 1,5 до 2,0 %, с диапазоном воспроизводимого объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения объемного расхода газа (воздуха) от 3 до 5 %.</p>	<p>Рабочий эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей 2 разряда в диапазоне значений единицы массового расхода жидкости в составе газожидкостных смесей от 0,2 до 100 т/ч, единицы объемного расхода газа в составе газожидкостных смесей, приведенного к стандартным условиям, от 40 до 2500 м³/ч.</p>

П р и м е ч а н и е - Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.

Эталоны единиц величин, применяемые при поверке, должны быть утверждены приказом Росстандарта в соответствии с п.6 Положения об эталонах единиц величин, используемые в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 23.09.2010 г. № 734. Средства измерений, применяемые при поверке, должны быть утвержденного типа.

6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении поверки соблюдают требования безопасности, действующие в местах поверки (в помещениях или местах эксплуатации) и требования безопасности, установленные в руководстве по эксплуатации на эталоны, СИ и на поверяемую установку.

7 Внешний осмотр установки

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие установки следующим требованиям:

- комплектность установки должна соответствовать указанной в описании типа на установку;
- на элементах установки не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, препятствующих применению;
- надписи и обозначения на элементах установки должны быть четкими.

8 Подготовка к поверке и опробование

8.1 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с руководством по эксплуатации установки и эксплуатационными документами на средства измерений, входящие в состав установки, проверяют наличие актуальных сведений о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений СИ, входящих в состав установки.

8.2 Опробование

Опробование при поверке с использованием эталонов по ГОСТ 8.637 с применением имитатора нефти (сырой нефти без учета воды) проводят тестовыми испытаниями в лаборатории.

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

Результаты опробования считают положительными, если при работе средств измерений отсутствуют сообщения об ошибках.

При опробовании на месте эксплуатации проверяют, что показания СИ, входящих в состав установки, находятся в диапазонах применения СИ согласно эксплуатационной документации.

9 Проверка программного обеспечения установки

9.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения (ПО) установки.

Проверка идентификационных данных ПО.

Чтобы определить идентификационные данные ПО установки необходимо выполнить следующие процедуры для контроллера, входящего в его состав: в главном меню на сенсорной панели установки нажать кнопку «Версия ПО». В открывшемся на сенсорной панели окне отобразиться наименование и номер версии встроенного ПО контроллера.

9.2 Если полученные при этом идентификационные данные и идентификационные данные, указанные в описании типа установки, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия идентификационных данных ПО.

10 Определение метрологических характеристик установки и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

10.1 Определение метрологических характеристик установки проводят проливным способом при первичной поверке и проливным или поэлементным способом при периодической поверке.

10.2 Определение метрологических характеристик проливным способом

Определение относительной погрешности при измерении массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, с помощью эталона 1-го или 2-го разрядов в поверочной лаборатории.

При определении метрологических характеристик установки в поверочной лаборатории с использованием рабочего эталона 2-го разряда по ГОСТ 8.637, использующего в качестве рабочей среды смесь вода + воздух, относительная погрешность измерений массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды не определяется.

10.2.1 Относительную погрешность при измерении каждого параметра определяют сравнением значений каждого параметра, измеренного установкой, со значениями соответствующего параметра, измеренного эталоном 1-го или 2-го разрядов, используя в качестве измеряемой среды газожидкостную смесь из имитатора нефти, воды и газа (воздуха) с параметрами согласно таблице 4.

Таблица 4 - Параметры газожидкостного потока

№	Расход жидкости, Q_L , т/ч	Объемная доля воды в жидкой фазе, %	Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, Q_G , м ³ /ч
1	$(0,01-0,35) \cdot Q_L^{max}$	от 0 до 35	$(0,0-0,35) \cdot Q_G^{max}$
2		от 35 до 70	$(0,35-0,7) \cdot Q_G^{max}$
3		от 70 до 100	$(0,7-1,0) \cdot Q_G^{max}$
4	$(0,35-0,7) \cdot Q_L^{max}$	от 0 до 35	$(0,0-0,35) \cdot Q_G^{max}$
5		от 35 до 70	$(0,35-0,7) \cdot Q_G^{max}$

№	Расход жидкости, Q_L , т/ч	Объемная доля воды в жидкой фазе, %	Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, Q_G , м ³ /ч
6		от 70 до 100	$(0,7 - 1,0) \cdot Q_G^{max}$
7		от 0 до 35	$(0,0 - 0,35) \cdot Q_G^{max}$
8	$(0,7 - 1,0) \cdot Q_L^{max}$	от 35 до 70	$(0,35 - 0,7) \cdot Q_G^{max}$
9		от 70 до 100	$(0,7 - 1,0) \cdot Q_G^{max}$

Q_L^{max} - максимальный расход жидкости, воспроизводимый эталоном, или максимальный расход жидкости, измеряемый установкой, согласно описанию типа и эксплуатационной документации, т/ч;

Q_G^{max} - максимальный расход газа, приведенный к стандартным условиям, воспроизводимый эталоном, или максимальный расход газа, измеряемый установкой, согласно описанию типа или эксплуатационной документации, м³/ч.

10.2.2 Определение относительных погрешностей измерений массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объема и объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, производится одновременно в каждой точке, соответствующей определенному расходу газожидкостной смеси (смеси имитатора нефти, воды и газа (воздуха)) с соответствующим соотношением компонентов. В каждой точке проводят три измерения. Время измерений в каждой точке зависит от типоразмера установки, но не менее 10 минут.

10.3 Определение относительной погрешности при измерении массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, с помощью эталона 2-го разряда на месте эксплуатации.

10.3.1 Относительную погрешность при измерении каждого параметра определяют при последовательном включении в поток установки и эталона 2-го разряда путем сравнения значений каждого параметра, измеренного установкой, со значениями соответствующего параметра, измеренного эталоном 2-го разряда, используя в качестве измеряемой среды реальный флюид, поступающий из скважин(ы).

10.3.2 Определение относительных погрешностей измерений массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объема и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, производится одновременно на каждом скважинном флюиде с соответствующим соотношением компонентов. В каждой точке проводят три измерения. Время измерений в каждой точке зависит от типоразмера установки, но не менее 10 минут.

10.4 При отсутствии в составе установки средств измерений объемного и массового расхода газа, определение погрешности объема и объемного расхода

попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, не выполняется.

10.5 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям при поверке проливным способом.

10.5.1 Относительную погрешность i-го измерения массового расхода сырой нефти, %, в j-й точке определяют по формуле

$$\delta Q_{Lij} = \frac{Q_{Lij} - Q_{Lij}^{\text{эт}}}{Q_{Lij}^{\text{эт}}} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где

Q_{Lij} - массовый расход жидкости, измеренный установкой при i-ом измерении в j-й точке расхода, т/ч;

$Q_{Lij}^{\text{эт}}$ - массовый расход жидкости, измеренный эталоном 1-ого или 2-ого разрядов при i-ом измерении в j-й точке расхода, т/ч.

В случае измерений массы сырой нефти, относительную погрешность i-го измерения массы сырой нефти, %, в j-й точке определяют по формуле

$$\delta m_{Lij} = \frac{m_{Lij} - m_{Lij}^{\text{эт}}}{m_{Lij}^{\text{эт}}} \cdot 100 \%, \quad (2)$$

где

m_{Lij} - масса жидкости, измеренная установкой при i-ом измерении в j-й точке, т;

$m_{Lij}^{\text{эт}}$ - масса жидкости, измеренная эталоном 1-ого или 2-ого разрядов при i-ом измерении в j-й точке, т.

Результаты поверки считаются удовлетворительными, если значение относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти при каждом измерении не превышает $\pm 2,5 \%$.

10.5.2 Относительную погрешность i-го измерения массового расхода сырой нефти без учета воды, %, в j-й точке определяют по формуле

$$\delta Q_{Hij} = \frac{Q_{Hij} - Q_{Hij}^{\text{эт}}}{Q_{Hij}^{\text{эт}}} \cdot 100 \%, \quad (3)$$

где

Q_{Hij} - массовый расход имитатора нефти (сырой нефти без учета воды), измеренный установкой при i-м измерении в j-й точке, т/ч;

$Q_{Hij}^{\text{эт}}$ - массовый расход имитатора нефти, измеренный эталоном 1-го или 2-го разрядов при i-м измерении в j-й точке, т/ч.

В случае измерений массы сырой нефти без учета воды, относительную погрешность i-го измерения массы сырой нефти без учета воды, %, в j-й точке определяют по формуле

$$\delta m_{Hij} = \frac{m_{Hij} - m_{Hij}^{\text{эт}}}{m_{Hij}^{\text{эт}}} \cdot 100 \%, \quad (4)$$

где

m_{Hij} - масса имитатора нефти (сырой нефти без учета воды), измеренная установкой при i-м измерении в j-й точке, т;

$m_{Hij}^{\text{эт}}$ - масса имитатора нефти, измеренная эталоном 1-го или 2-го разрядов

при i-м измерении в j-ой точке, т.

Результаты поверки считаются удовлетворительными, если значение относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти без учета воды при каждом измерении не превышает при содержании воды (в объемных долях), %:

- от 0 до 70 %	± 6
- свыше 70 до 95 %	± 15
- свыше 95 %	не нормируется

10.5.3 Относительную погрешность i-го измерения объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, %, в j-ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{G ij} = \frac{Q_{G ij} - Q_{G ij}^{\text{ст}}}{Q_{G ij}^{\text{ст}}} \cdot 100 \%, \quad (5)$$

где

- $Q_{G ij}$ - объемный расход газа (воздуха), приведенный к стандартным, измеренный установкой при i-м измерении в j-ой точке, м³/ч;
- $Q_{G ij}^{\text{ст}}$ - объемный расход газа (воздуха), измеренный эталоном 1-го или 2-го разрядов при i-м измерении в j-ой точке, м³/ч.

В случае измерений объема газа (воздуха), относительную погрешность i-го измерения объема газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, %, в j-ой точке определяют по формуле

$$\delta V_{G ij} = \frac{V_{G ij} - V_{G ij}^{\text{ст}}}{V_{G ij}^{\text{ст}}} \cdot 100 \%, \quad (6)$$

где

- $V_{G ij}$ - объем газа (воздуха), приведенный к стандартным, измеренный установкой при i-м измерении в j-ой точке, м³;
- $V_{G ij}^{\text{ст}}$ - объем газа (воздуха), измеренный эталоном 1-го или 2-го разрядов при i-м измерении в j-ой точке, м³.

Результаты поверки считаются удовлетворительными, если значение относительной погрешности измерения объема и объемного расхода газа (воздуха), приведенных к стандартным условиям, при каждом измерении не превышает $\pm 5 \%$.

10.5.5 В случае, если условия по п.10.5.1, 10.5.2 или 10.5.3 для любого i-го измерения не выполняются, проводят дополнительное измерение соответствующей величины и повторно определяют относительную погрешность измерения соответствующей величины. Если после этого значение относительной погрешности измерения соответствующей величины не удовлетворяет требованиям, изложенным в соответствующем пункте, то поверку прекращают до выявления и устранения причин невыполнения этих условий. После устранения причин повторно проводят серию из не менее трех измерений соответствующей величины и определяют относительную погрешность для каждого измерения. Если значения относительной погрешности измерений вновь превышают значения, указанные в пунктах 10.4.1, 10.4.2 или 10.4.3, результаты поверки считают отрицательными.

При получении положительных результатов установку считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.

10.6 Определение метрологических характеристик установки при периодической поверке поэлементным способом.

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

Таблица 5 – СИ и методики их поверки

№	Наименование средства измерений	Регистрационный номер	НД на методику поверки
1	Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак	47266-16	ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак. Методика поверки.
2	Расходомеры-счётчики газа ультразвуковые UFG-F	56432-14	ГСИ. Расходомеры-счётчики газа ультразвуковые Turbo Flow UFG. Методика поверки.
3	Влагомеры сырой нефти ВСН-2	24604-12	ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-2. Методика поверки.
4	Преобразователи температуры Метран-286	23410-13	Преобразователи температуры Метран-280, Метран-280-Ex. Методика поверки.
5	Датчики давления Метран-150	32854-13	ГСИ. Датчики давления Метран-150. Методика поверки.
6	Комплекс измерительно-вычислительный на базе устройств программного управления TREI-5B-05	19767-12	МП 19767-12 «Комплексы измерительно-вычислительные на базе устройств программного управления «TREI-5B». Методика поверки»

10.7 Относительную погрешность установки при измерении массы сырой нефти без учета воды, $\delta M_{\text{н}}$, %, определяют по формуле

$$\delta M_{\text{н}} = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_{\text{ch}}^2 + \left(\frac{\Delta W_{\text{в}}}{1 - \frac{W_{\text{в}}}{100}} \right)^2}, \quad (7)$$

где

δM_{ch} - относительная погрешность измерений массы и массового расхода жидкости, %. Принимают равной относительной погрешности измерений массы и массового расхода жидкости массомера;

$\Delta W_{\text{в}}$ - Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения массовой доли воды в сырой нефти, %;

W_B - массовая доля воды, %.

10.7.1 Массовую долю воды W_B , %, определяют по формуле

$$W_B = \frac{\varphi \cdot \rho_B}{\rho_{CH}}, \quad (8)$$

где

φ - объемная доля воды в сырой нефти, измеренная поточным влагомером, %;

ρ_B - плотность воды, кг/м³, приведенная к условиям измерений φ . Принимают равной 1000 кг/м³.

ρ_{CH} - плотность сырой нефти, приведенная к условиям измерений объемной доли воды в нефти φ , кг/м³.

Измеряют объемную долю воды в нефти φ , %, с помощью поточного влагомера, при этом измеряют температуру t_B и избыточное давление P_B нефти

10.7.2 Абсолютную погрешность вычисления массовой доли воды в нефти, %, при определении влагосодержания с помощью поточного влагомера определяют по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi \cdot \rho_B}{\rho_{CH}}, \quad (9)$$

где

$\Delta \varphi$ - абсолютная погрешность измерения объемной доли воды поточным влагомером, %.

Результаты поверки считаются удовлетворительными, если значение относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти без учета воды при каждом измерении не превышает при содержании воды (в объемных долях), %:

- от 0 до 70 % ± 6

- свыше 70 до 95 % ± 15

- свыше 95 % не нормируется

10.8 Расчет относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям

Относительную погрешность измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, δ_{V_c} , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{V_c} = \sqrt{\delta_q^2 + \theta_p^2 \cdot \delta_p^2 + \theta_T^2 \cdot \delta_T^2 + \delta_K^2 + \delta_B^2 + \delta_t^2}, \quad (10)$$

где

δ_q - относительная погрешность измерений объемного расхода газа при рабочих условиях, %. Принимают равной относительной погрешности измерений объемного расхода газа при рабочих условиях расходомера;

θ_p - коэффициент влияния давления на объем газа при стандартных условиях;

θ_T - коэффициент влияния температуры на объем газа при стандартных условиях;

- δ_p – относительная погрешность измерений абсолютного давления газа, %;
- δ_T – относительная погрешность измерений температуры газа, %;
- δ_K – относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости газа (без учета погрешности измерений давления и температуры газа), %;
- δ_{θ} – относительная погрешность вычислителя, %;
- δ_τ – относительная погрешность определения интервала времени, %. Принимают равной относительной погрешности измерений интервала времени вычислителя.

Относительную погрешность определения коэффициента сжимаемости газа (без учета погрешности измерений давления и температуры газа), %, вычисляют по формуле

$$\delta_K = \sqrt{\delta_{kM}^2 + \sum_k (\theta_{c_k} \cdot \delta_{c_k})^2}, \quad (11)$$

где

- δ_{kM} – относительная методическая погрешность вычисления коэффициента сжимаемости газа %;
- θ_{c_k} – коэффициент влияния k-го компонента газа на коэффициент сжимаемости газа при стандартных условиях;
- δ_{c_k} – относительная погрешность молярной доли k-го компонента газа, принятой за условно-постоянную величину, %.

Относительную погрешность молярной доли k-го компонента газа, принятой за условно-постоянную величину, δ_{c_k} , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{c_k} = 2 \cdot \frac{100}{\sqrt{6}} \cdot \left(\frac{x_{k \max} - x_{k \min}}{x_{k \max} + x_{k \min}} \right), \quad (12)$$

где

- $x_{k \max}$ – большее значение молярной доли k-ого компонента компонентного состава газа, %;
- $x_{k \min}$ – меньшее значение молярной доли k-ого компонента между компонентного состава газа, %.

Коэффициенты влияния $\theta_p, \theta_T, \theta_{c_k}$ вычисляют по следующей общей формуле

$$\theta_{y_x} = \frac{\Delta Y}{\Delta y_x} \frac{y_x}{Y}, \quad (13)$$

где

- Y – значение измеряемой величины, зависящее от параметров y_x , то есть $Y = Y(y_1, y_2, \dots, y_x)$. В качестве параметра могут выступать давление газа, температура газа, значение силы тока токового сигнала и т.п.;
- y_x – измеряемый параметр (усредненный за отчетный период), от которого зависит измеряемая величина;
- Δy_x – абсолютная погрешность x-ого измеряемого параметра;

- ΔY – изменение измеряемой величины Y при изменении измеряемого параметра на величину Δx .

Относительную погрешность измерений температуры, δ_T , %, вычисляют по формуле

$$\delta_T = \frac{100(T_B - T_H)}{273,15 + t} \sqrt{\sum_l \left(\frac{\Delta y_l}{y_{B_l} - y_{H_l}} \right)^2}, \quad (14)$$

где

- t – измеренное значение температуры газа, усредненное за отчетный период, $^{\circ}\text{C}$;
- T_B – верхний предел измерений температуры, $^{\circ}\text{C}$;
- T_H – нижний предел измерений температуры, $^{\circ}\text{C}$;
- Δy_l – абсолютная погрешность l -го преобразователя температуры, $^{\circ}\text{C}$;
- y_{B_l} – верхний предел измерений температуры l -го преобразователя температуры, $^{\circ}\text{C}$;
- y_{H_l} – нижний предел измерений температуры l -го преобразователя температуры, $^{\circ}\text{C}$.

Относительную погрешность измерений абсолютного давления, δ_p , %, вычисляют по формуле (15), избыточного – (16).

$$\delta_p = \sqrt{\sum_l (\delta_{p_l})^2} \quad (15)$$

где

- δ_l – относительная погрешность измерений давления l -го компонента датчика абсолютного давления, %.

$$\delta_p = \sqrt{\left(\frac{p_i}{p}\right)^2 \sum_l (\delta_{p_{il}})^2 + \left(\frac{p_a}{p}\right)^2 \cdot (\delta_{p_a})^2} \quad (16)$$

где

- p_i – избыточное давление, МПа. Измеряют датчиком давления;
- p_a – атмосферное давление, МПа;
- p – абсолютное давление, МПа. Вычисляют как сумму атмосферного и избыточного давления;
- $\delta_{p_{il}}$ – относительная погрешность измерений избыточного давления l -го компонента датчика избыточного давления, %;
- δ_{p_a} – относительная погрешность измерения атмосферного давления, %.

Дополнительные относительные погрешности величин «у», связанные с отклонением температуры окружающей среды от нормальных условий, рассчитывают по формуле

$$\delta_{y_d} = \gamma_{y_d} \cdot \frac{\Delta T_p}{\Delta T} \cdot \frac{Y_B - Y_H}{Y}, \quad (17)$$

где

- γ_{y_d} – приведенная дополнительная погрешность на каждые ΔT $^{\circ}\text{C}$, %;
- ΔT_p – отклонение температуры окружающей среды от нормальных условий,

- °С;
- ΔT – диапазон температур, для которого нормирована погрешность, °С;
 - Y_B – верхний предел измерений СИ величины «у»;
 - Y_H – нижний предел измерений СИ величины «у»;
 - Y – значение измеряемой величины. В качестве измеряемой величины могут выступать давление газа, температура газа, значение силы тока токового сигнала и т.п.

Примечание. Если погрешность нормирована на диапазон изменений выходного сигнала, то вместо верхнего и нижнего пределов измерений СИ величины «у» и измеренного значения величины Y следует использовать соответствующие значения выходного сигнала.

Допускается расчёт относительной погрешности (расширенной неопределенности) измерений расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям по метрологическим характеристикам СИ, входящих в состав системы измерений, при помощи модуля расчета «ГОСТ 8.611-2013» или модуля «Попутный газ» программного комплекса «Расходомер ИСО». Из таблицы расчета относительной погрешности (расширенной неопределенности) измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, при помощи программного комплекса «Расходомер ИСО», при заданных отклонениях температуры и давления и заданных значениях расхода газа при рабочих условиях, выбирается максимальное значение относительной погрешности в определенном диапазоне расхода и назначаются границы (пределы) относительной погрешности (расширенной неопределенности) при измерении объемного расхода, объема газа при стандартных условиях системой измерений.

10.9 Результаты поверки считаются положительными, если по результатам поверки СИ, входящих в состав установки, их метрологические характеристики соответствуют описаниям типа СИ, и если пределы относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, не превышают ±5,0 % и пределы относительной погрешности измерений массы и массового расхода нефти не превышают ±2,5 %, пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти без учета воды при содержании воды (в объемных долях) не превышают:

- от 0 до 70%	±6 %
- свыше 70 до 95%	±15 %
- свыше 95%	не нормируется ГОСТ Р 8.1016-2022

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

11.2 Сведения о результатах поверки установки в целях подтверждения поверки передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

По заявлению владельца установки или лица, предоставившего установку на поверку, в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке»:

- при положительных результатах поверки выдается свидетельство о поверке и/или вносится запись о проведенной поверке в паспорте;
- в случае отрицательных результатов поверки выдается извещение о непригодности к применению.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

11.3 При отрицательных результатах поверки установку к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности согласно приказу Минпромторга России № 2510 от 31.07.2020 г. с указанием причин.