ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ им. Д.И.МЕНДЕЛЕЕВА»

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ - ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ «ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ ИМ.Д.И.МЕНДЕЛЕЕВА»
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»

СОГЛАСОВАНО

Заместитель директора филиала ВНИИР – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

_____ А.С. Тайбинский

М.П.

«11» июня 2025 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

РАСХОДОМЕРЫ МНОГОФАЗНЫЕ ПРАМЕР

Методика поверки

МП 1768-9-2025

Начальник научно-исследовательского отдела ВНИИР – филиала ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»
_____ К.А. Левин
Тел. отдела: +7(843) 272-01-91

г. Казань

2025 г.

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ	А.М. Ерзиков
СОГЛАСОВАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на расходомеры многофазные ПРАМЕР (далее – МФР) и устанавливает методику и средства первичной поверки при вводе в эксплуатацию и периодической поверки при эксплуатации, а также после ремонта.

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

Таблица 1 – Метрологические требования

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерения количества нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости), т/ч[1)], не более	от 0,01 до 324
Диапазон измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа в рабочих условиях, $м^3/ч$[1)]	от 0,1 до 2096
Диапазон измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, $м^3/ч$[1)]	от 0,1 до 70000[2)]
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости), %	± 2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа при содержании воды в нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости)[1)], не более:	
- от 0 % до 70 %	±6
- свыше 70 % до 95 %	±15
- свыше 95 %	не нормируется
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа в рабочих условиях, %	±5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, %	±5

[1)] Указан общий для всей линейки МФР диапазон измерений. Диапазон измерений зависит от давления в трубопроводе. Диапазон измерений для конкретного экземпляра МФР приведен в эксплуатационной документации.

[2)] Приведенное значение соответствует давлению не более 4,0 МПа. При большем давлении диапазон измерений для конкретного экземпляра МФР приведен в эксплуатационной документации.

При проведении поверки МФР используются эталоны в соответствии с ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков», ЛПС 01-09-2023 «Локальная поверочная схема для средств измерений массы и объема жидкости и газа в многофазном потоке, массового и объемного расходов жидкости и газа в многофазном потоке, объемной доли жидкости и газа в многофазном потоке» с изменением №1 согласно которой обеспечивается прослеживаемость поверяемого средства измерений (далее – СИ) к Государственному первичному специальному эталону единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011 (далее – ГЭТ 195).

Реализация методики поверки обеспечивается проливным методом прямых измерений и (или) непосредственного сличения в поверочной лаборатории или на месте эксплуатации проливным методом прямых измерений и (или) непосредственного сличения и беспроливным методом косвенных измерений.

2 Перечень операций поверки

Перечень операций при проведении первичной и периодической поверки представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень операций при проведении первичной и периодической поверки

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр	Да	Да	7
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	8
Проверка программного обеспечения	Да	Да	9
Определение метрологических характеристик (далее – МХ) МФР	Да	Да	10
Подтверждение соответствия МФР метрологическим требованиям	Да	Да	11

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Первичную и периодическую поверку МФР проводят проливным методом прямых измерений и (или) непосредственного сличения путем определения допускаемой относительной погрешности при измерениях количества нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости), массы нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости) за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа, объема и объемного расхода попутного нефтяного газа в рабочих условиях и приведенных к стандартным условиям, с применением эталонов, указанных в разделе 5.

Для возможности последующего проведения периодической поверки МФР на месте эксплуатации беспроливным методом косвенных измерений при проведении первичной/периодической проливной поверки должны быть выполнены процедуры, описанные в пункте 10.1.1.2. В противном случае беспроливная периодическая поверка методом косвенных измерений по п. 10.1.3 на месте эксплуатации невозможна.

При проведении поверки МФР проливным методом прямых измерений и (или) непосредственного сличения в условиях лаборатории соблюдают условия, приведенные в таблице 3.

Таблица 3 – Условия проведения поверки МФР

Наименование параметра	Единицы измерения	Значение
Температура окружающего воздуха	°С	от + 15 до + 25
Относительная влажность воздуха	%	от 15 до 80
Атмосферное давление	кПа	от 84 до 106,7

3.2 Периодическую поверку МФР проводят проливным методом прямых измерений и (или) непосредственного сличения на месте эксплуатации путем определения допускаемой относительной погрешности при измерениях количества нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости), массы нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости) за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа, объема и объемного расхода попутного нефтяного газа в рабочих условиях и приведенных к стандартным условиям, с применением эталонов, указанных в разделе 5.

При проведении поверки МФР на месте эксплуатации с применением рабочих эталонов 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 параметры окружающей и рабочей среды не должны превышать значений, указанных в эксплуатационных документах СИ и вспомогательных технических средств, эталонов, применяемых при поверке, и МФР.

3.3 Периодическую поверку МФР проводят беспроливным методом косвенных измерений

на месте эксплуатации путем подтверждения допускаемой относительной погрешности при измерениях массы и массового расхода жидкости в составе нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости), массы жидкости в составе нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости) за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа, объема и объемного расхода попутного нефтяного газа в рабочих условиях и приведенных к стандартным условиям, с применением эталонов, указанных в разделе 5.

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

4.1 При проведении поверки специалисты должны соответствовать следующим требованиям:

– обладать навыками работы с применяемыми эталонами, средствами измерений, применяемыми для поверки, вспомогательным оборудованием и поверяемым МФР;

– знать требования данного документа;

– обладать навыками работы по данному документу.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

5.1 Метрологические и технические требования к средствам поверки приведены в таблице 4.

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. 8.1 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	СИ температуры окружающей среды в диапазоне 15 до 25 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности по каналу температуры ±0,4 °С, СИ относительной влажности воздуха в диапазоне от 10 до 95 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности по каналу относительной влажности ±3 %, СИ атмосферного давления в диапазоне от 84 до 106 кПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности по каналу атмосферного давления ±0,5 кПа	Термогигрометр ИВА-6Н-Д, (Регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – рег. №) 46434-11, диапазон измерений температуры от 0 до 60 °С, влажности от 0 до 98 %, давления от 300 до 1100 гПа, пределы относительной погрешности измерений температуры ± 0,3 °С, влажности ± 3 %, давления ± 2,5 гПа
п. 10.1 Определение метрологических характеристик	Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с ГОСТ 8.637-2013 и ЛПС 01-09-2023	Рабочий эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей 1 разряда в диапазоне значений единицы массового расхода жидкости в составе газожидкостных смесей от 0,1 до 100 т/ч, единицы объемного расхода газа в составе газожидкостных смесей, приведенного к стандартным условиям, от 1,0 до 1600 $м^3$/ч, рег. № 3.7.АВС.0004.2025; Рабочий эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей 2 разряда в диапазоне значений единицы

		массового расхода жидкости в составе газожидкостных смесей от 1 до 20 т/ч, единицы объемного расхода газа в составе газожидкостных смесей, приведенного к стандартным условиям, от 0,1 до 6000 м³/ч рег. № 3.7.АХЛ.0001.2024.
п. 10.1.3 Определение метрологических характеристик МФР на месте эксплуатации	Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с ГПС по ГОСТ 8.033-2023; СИ геометрических величин.	Источники радионуклидные закрытые фотонного излучения эталонные ОСГИ-РТ на основе радионуклида Ba-133 (рег. № 74005-19); Нутромеры серий 511 и 526 с ценой деления 0,001 мм в диапазоне измерений от 18 до 400 мм, предел допускаемой абсолютной погрешности ± 5 мкм (рег. № 31706-20).
Примечания: 1 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого МФР с требуемой точностью; 2 Эталоны должны быть аттестованы. СИ, используемые в качестве средств поверки, иметь действующие сведения о положительных результатах поверки, включенные в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.		

5.2 Допускается при проведении поверки применение Государственного первичного специального эталона единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011.

5.3 Эталоны единиц величин должны быть утверждены приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в соответствии с пунктом 6 Положения об эталонах единиц величин, используемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 23 сентября 2010 г. № 734. Средства измерений, применяемые для поверки, должны быть утвержденного типа. Эталоны единиц величин, средства измерений, применяемые в качестве эталонов единиц величин, должны удовлетворять требованиям по точности государственных поверочных схем, установленным в соответствии с приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 11 февраля 2020 г. № 456 "Об утверждении требований к содержанию и построению государственных поверочных схем и локальных поверочных схем, в том числе к их разработке, утверждению и изменению".

5.4 Для различных типоразмеров МФР поверка проводится в диапазонах расходов рабочей среды согласно паспорту.

6 Требования по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении поверки соблюдают требования безопасности, действующие в помещениях, где проводится поверка, местах проведения временных работ и/или требования безопасности, установленные в руководстве по эксплуатации на эталоны, СИ, применяемые при поверке, вспомогательное оборудование и на поверяемый МФР.

7 Внешний осмотр средства измерений

7.1 При внешнем осмотре выполняются следующие мероприятия по подтверждению соответствия внешнего вида средства измерений описанию и изображению, приведенному в описании типа.

Установление соответствия проводится по следующим признакам:

- состав МФР должен соответствовать описанию типа;
- состав измерительной секции должен соответствовать описанию типа;

- состав измерительно-вычислительного комплекса должен соответствовать описанию типа;

- расположение маркировочной таблички должно быть выполнено на наружной поверхности измерительно-вычислительного комплекса и/или шкафа измерительно-вычислительного комплекса, измерительной секции и/или коробке спектрометра;

- знак утверждения типа должен быть нанесен на маркировочную табличку МФР.

7.2 При внешнем осмотре выполняются следующие мероприятия по выявлению видимых дефектов, способных оказать влияние на безопасность проведения поверки или результаты поверки. Установление соответствия проводится по следующим признакам:

- на компонентах МФР не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, препятствующих применению и проведению поверки;

- на компонентах МФР не должно быть видимых дефектов, способных оказать влияние на результаты поверки;

- надписи и обозначения на компонентах МФР должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации.

7.3 При внешнем осмотре проверяют комплектность МФР.

Комплектность МФР должна соответствовать его описанию типа и эксплуатационной документации.

7.4 МФР, не прошедший внешний осмотр, к дальнейшей поверке не допускается.

8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

8.1 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке выполняют следующие работы:

- проверка выполнения условий разделов 3, 4, 5 и 6 настоящей методики;

- подготовка к работе МФР и средств поверки согласно их эксплуатационным документам.

На поверку представляют МФР после проведения настройки.

8.2 Проверка герметичности МФР

При рабочем давлении проверяют герметичность фланцевых соединений, технологических трубопроводов визуально в течение 5 мин.

МФР считается выдержавшим проверку, если на элементах и компонентах МФР нет следов протечек измеряемой среды.

8.3 Опробование

8.3.1 Опробование МФР на эталонах 1-го или 2-го разряда в лаборатории проводят путем изменения параметров потока и качественной оценки реакции на такое изменение.

Результаты опробования считают удовлетворительными, если при увеличении (уменьшении) значения параметров потока соответствующим образом изменялись показания МФР.

8.3.2 Опробование МФР на месте эксплуатации проливным методом прямых измерений и (или) непосредственного сличения проводят путем сравнения текущих параметров рабочей среды эталона 2-го разряда и МФР.

Результаты опробования считают удовлетворительными, если значения текущих параметров рабочей среды, определяемых эталоном, соответствуют значениям, показываемым МФР.

8.3.3 Опробование МФР на месте эксплуатации при проведении поверки беспроливным методом косвенных измерений по п. 10.1.3.

8.3.3.1 Проверяют наличие в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений действующих сведений о положительных результатах поверки на СИ, входящих в состав МФР, измеряющих температуру и давление, в случае отсутствия сведений в фонде опробование приостанавливают до устранения несоответствия.

8.3.3.2 Опробование расходомера на месте эксплуатации при проведении поверки беспроливным методом косвенных измерений.

Извлекается промышленный источник, если он установлен в МФР. Снимается крышка блока источника (далее – крышка блока) с блоком источника. Демонтируется окно гамма-прозрачное гамма-фракциомера с уплотнительным кольцом со стороны, где стоял блок источника.

Блок источника, включающий защиту блока источника, коллиматор и источник, демонтируется из крышки блока и помещается в защитный свинцовый контейнер типа КТ-20 окном вниз, после чего контейнер закрывается крышкой блока из состава контейнера и удаляется на расстояние не менее 3 метров от поверяемого МФР, чтобы исключить вероятность засветки детектора. Допускается в следующих операциях на период поверки использовать крышку блока из состава контейнера. В этом случае допускается не демонтировать блок источника от крышки блока, а поместить в контейнер сборку целиком.

Позиционирующее устройство, предназначенное для установки в него источника радионуклидного закрытого фотонного излучения эталонного ОСГИ-РТ (далее – эталонный источник), без источника устанавливается в исходное положение вместо блока источника, закрывается крышкой блока. Далее проводится измерение фона встроенным спектрометром из состава измерительной секции (далее – ИС) МФР в течение 10 минут. Для расчетов берется суммарная скорость счёта во всём спектре. После чего демонтируется крышка блока с позиционирующим устройством, в позиционирующее устройство вставляется эталонный источник, и вся сборка помещается в исходное положение МФР. В течение 10 минут проводится пробное измерение, в результате которого проверяется отклик спектрометра, т.е. оценивается изменение суммарной скорости счета по всему спектру. После чего позиционирующее устройство извлекается из МФР, из него извлекается эталонный источник и убирается в транспортировочную упаковку эталонного источника. Монтируется окно гамма-прозрачное гамма-фракциомера с уплотнительным кольцом со стороны блока источника. Затем, блок источника (или блок источника с крышкой блока) с промышленным источником извлекается из защитного контейнера и помещается обратно в исходное положение в МФР, закрывается крышкой блока.

8.3.3.3 Результат опробования считается положительным, если все СИ поверены, а значения суммарной скорости счета спектрометра во всем спектре с эталонным источником выше фоновой (п. 10.1.1.2.1) не менее чем в пять раз.

МФР, не прошедший опробование, к дальнейшей поверке не допускается.

9 Проверка программного обеспечения

9.1 Для определения идентификационных данных ПО МФР необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

9.2 Для определения идентификационных данных ПО МФР необходимо воспользоваться одним из нижеперечисленных способов.

- Подключиться к МФР через Web-интерфейс, на экране панели оператора появится вкладка «Меню», в которой нужно выбрать «Информация о приборе», в открывшемся окне считать идентификационное наименование ПО и номер версии ПО.
- Подключиться к МФР через сервисное ПО MPFM SM (MPFM Service manager), в окне программы выбрать вкладку «МФР», в которой нужно выбрать пункт «Информация о приборе», в открывшемся окне считать идентификационное наименование ПО и номер версии ПО.

Вне зависимости от способа получения идентификационные данные должны быть идентичны.

9.3 Если идентификационные данные ПО, указанные в описании типа МФР, и полученные в ходе выполнения операций по п. 9.2 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО МФР, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

10 Определение метрологических характеристик средства измерений

10.1 Определение метрологических характеристик МФР проводят тремя способами:

- с помощью эталона 1-го и 2-го разрядов в лаборатории (или ГЭТ 195) проливным методом прямых измерений и (или) непосредственного сличения;
- с помощью эталона 2-го разряда на месте эксплуатации проливным методом прямых измерений и (или) непосредственного сличения;
- на месте эксплуатации беспроливным методом косвенных измерений.

10.1.1 Определение относительной погрешности при измерениях количества нефтегазоводяной смеси, массы нефтегазоводяной смеси за вычетом массы воды и попутного

нефтяного газа, объема и объемного расхода попутного нефтяного газа в рабочих условиях и приведенных к стандартным условиям, с помощью эталонов 1-го и 2-го разрядов в лаборатории

10.1.1.1 Относительную погрешность при измерении каждого параметра определяют сравнением значений каждого параметра, измеренного МФР, со значениями соответствующего параметра, воспроизведенного эталоном, используя в качестве измеряемой среды газожидкостную смесь (далее – ГЖС) из имитатора нефти, воды и газа (воздуха) с параметрами согласно таблице 5. При проведении поверки допускается отклонение задания режимов многофазного потока от указанных в таблице 5 параметров в пределах возможностей испытательного оборудования или МФР. Время измерений в каждой точке зависит от типоразмера МФР.

Таблица 5 – Режимы воспроизведения многофазного потока

№ точки	Объемная доля воды *WLR*, %	Объемная доля газа в ГЖС, *GVF*, %	Массовый расход жидкости G_L, т/ч
1	0-70	0-30	$G_{Lмин}$
2			$G_{Lмакс}$
3		30-60	$G_{Lмин}$
4			$G_{Lмакс}$
5		60-100	$G_{Lмин}$
6			$G_{Lмакс}$
7	70-95	0-30	$G_{Lмин}$
8			$G_{Lмакс}$
9		30-60	$G_{Lмин}$
10			$G_{Lмакс}$
11		60-95	$G_{Lмин}$
12			$G_{Lмакс}$

Примечания:
1. $G_{Lмакс}$ и $G_{Lмин}$ – максимальный и минимальный расход жидкости, измеряемый МФР согласно эксплуатационной документации или воспроизводимый эталоном в зависимости от технической возможности эталона при заданной объемной доле газа в ГЖС, т/ч;
2. $G_{Lср}$ – средний расход жидкости, равный $(G_{Lмакс} + G_{Lмин})/2$, т/ч
3. WLR – объемная доля воды в жидкой фазе в ГЖС;
4. GFV – объемная доля газа в ГЖС.

10.1.1.2 Измерение фона спектрометром, установление коэффициента временной стабильности, и расчет коэффициента чувствительности.

10.1.1.2.1 Проводится измерение фона спектрометром.

Извлекается промышленный источник, если он установлен в МФР. Снимается крышка блока с блоком источника. Демонтируется окно гамма-прозрачное гамма-фракциомера с уплотнительным кольцом со стороны, где стоял блок источника. Блок источника, включающий защиту блока источника, коллиматор и источник, демонтируется из крышки блока и помещается в защитный свинцовый контейнер типа КТ-20 окном вниз, после чего контейнер закрывается крышкой блока из состава контейнера и удаляется на расстояние не менее 3 метров от поверяемого МФР, чтобы исключить вероятность засветки детектора. Допускается в следующих операциях на период поверки использовать крышку блока из состава контейнера. В этом случае допускается не демонтировать блок источника от крышки блока, а поместить в контейнер сборку целиком.

Позиционирующее устройство, предназначенное для установки в него эталонного источника, без источника устанавливается в исходное положение вместо блока источника, закрывается крышкой блока.

В течение не менее 30 минут и не более трех часов проводится непрерывное измерение скорости счёта по каждой энергии (32 кэВ и 81 кэВ). После чего алгоритмами обработки ПО рассчитывается среднее значение фона ($\bar{x}_ф$) по каждой энергии (32 кэВ и 81 кэВ).

10.1.1.2.2 Установление коэффициента временной стабилизации.

Демонтируется крышка блока с позиционирующим устройством, в позиционирующее устройство вставляется эталонный источник, и вся сборка помещается в исходное положение в МФР.

Активность источника должна быть не менее 800 кБк на дату проведения поверки МФР.

Далее в течение не менее трех часов производится непрерывное измерение скорости счёта по каждой энергии (32 кэВ и 81 кэВ). За результат отдельного измерения (x_i) принимается усреднённое значение скорости счёта за 10 минут, в соответствии с алгоритмом обработки ПО.

После получения массива данных проводится его обработка, в результате которой оценивается:

– чистая скорость счета за вычетом фона (x_{0i})

$$x_{0i}^{[32]} = x_i^{[32]} - \bar{x}_\phi\,,\ \left(\frac{\text{имп}}{\text{с}}\right);\ x_{0i}^{[81]} = x_i^{[81]} - \bar{x}_\phi\,,\ \left(\frac{\text{имп}}{\text{с}}\right), \quad (1)$$

– среднее значение по всей выборке ($\bar{x}$)

$$\bar{x}^{[32]} = \frac{\sum_{i=1}^{n} x_{0\,i}^{[32]}}{n},\ \left(\frac{\text{имп}}{\text{с}}\right); \bar{x}^{[81]} = \frac{\sum_{i=1}^{n} x_{0\,i}^{[81]}}{n},\ \left(\frac{\text{имп}}{\text{с}}\right) \quad (2)$$

– среднеквадратичное отклонение (далее – СКО).

За коэффициент относительной временной стабильности по каждой энергии принимается значение относительного смещенного среднеквадратичного отклонения (далее – СКО), которое рассчитывается по формуле

$$S^{[32]} = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(x_{0i}^{[32]} - \bar{x}^{[32]})^2}{n-1}}}{\bar{x}^{[32]}} \cdot 100,\ \%;\ S^{[81]} = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(x_{0i}^{[81]} - \bar{x}^{[81]})^2}{n-1}}}{\bar{x}^{[81]}} \cdot 100,\ \% \quad (3)$$

В качестве критерия выбирается наибольшее СКО из $S^{[32]}$ и $S^{[81]}$.

Наибольшее значение СКО ($S_{\text{пас}}^{max}$) записывается в паспорт МФР.

10.1.1.2.3 На основании полученных результатов измерений, проведенных по пункту 10.1.1.2.2 рассчитывается эффективность регистрации в пике полного поглощения по каждой энергии (32 кэВ и 81 кэВ)

Эффективность регистрации в пике полного поглощения рассчитывается по формуле:

$$\varepsilon_{\text{пас}}^{[32]} = \frac{\bar{x}^{[32]}}{j^{[32]} \cdot A_0 \cdot e^{\left(-0{,}693 \cdot \frac{t}{T_{\frac{1}{2}}}\right)}};\quad \varepsilon_{\text{пас}}^{[81]} = \frac{\bar{x}^{[81]}}{j^{[81]} \cdot A_0 \cdot e^{\left(-0{,}693 \cdot \frac{t}{T_{\frac{1}{2}}}\right)}}, \quad (4)$$

где t – количество времени, прошедшего с даты поверки ОСГИ-РТ (дней);

$T_{\frac{1}{2}}$ – период полураспада изотопа Ba-133. ГСССД 363-2020, (дней);

j – абсолютная вероятность эмиссии гамма- и рентгеновского-излучения соответствующей энергии, расчет данной величины представлен в приложении А.1;

A_0 – паспортное значение активности радионуклида (Бк). Значение берётся из свидетельства о поверке эталонного источника.

Значения записываются в паспорт МФР.

10.1.2 Определение относительной погрешности при измерениях количества нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости), массы нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости) за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа, объема и объемного расхода попутного нефтяного газа в рабочих условиях и приведенных к стандартным условиям, с помощью эталона 2-го разряда на месте эксплуатации проливным методом.

Относительную погрешность определяют при последовательном включении в поток МФР и эталона 2-го разряда путем сравнения значений каждого параметра, измеренного МФР, со значениями соответствующего параметра, измеренного эталоном 2-го разряда, используя в качестве измеряемой среды нефтегазоводяную смесь (скважинную жидкость), поступающую из скважин(ы).

Определение относительной погрешности при измерениях количества нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости), массы нефтегазоводяной смеси за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа, объема и объемного расхода попутного нефтяного газа в рабочих условиях и приведенных к стандартным условиям, производится одновременно в

нефтегазоводяной смеси с соответствующим соотношением компонентов. Проводят три измерения. Время измерений в каждой точке в зависимости от эксплуатационных характеристик скважин.

10.1.3 Подтверждение относительной погрешности при измерениях количества нефтегазоводяной смеси, массы нефтегазоводяной смеси за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа, объема и объемного расхода попутного нефтяного газа в рабочих условиях и приведенных к стандартным условиям МФР на месте эксплуатации беспроливным методом.

10.1.3.1 Геометрический контроль горловины трубки Вентури.

10.1.3.1.1 Геометрический контроль диаметра горловины трубы Вентури выполняют измерением диаметра горловины в трех плоскостях с использованием нутромера с ценой деления 0,001 мм.

Проводят нутромером не менее четырех измерений диаметра горловины трубки Вентури в плоскости отверстия для отбора давления, а также в плоскостях, соответствующих началу горловины и окончанию горловины, поворачивая при каждом измерении нутромер примерно на 45° вокруг оси.

Рассчитывают значение диаметров горловины d_i как среднее арифметическое значение результатов измерений диаметров горловины в каждой из перечисленных плоскостей

$$d_i = \frac{\sum d_{ij}}{n} \tag{5}$$

где d_{ij} – диаметр горловины, измеренный в *i*-ой плоскости при *j*-ом измерении, мм;

n – количество измерений в *i*-ой плоскости

Для каждой *i*-ой плоскости проверяют условия:

$$\frac{d_i - d^{ref}}{d^{ref}} \cdot 100\% \leq \pm 0{,}1\% \tag{6}$$

где d_i – диаметр горловины в *i*-ой плоскости, мм;

d^{ref} – номинальное значение диаметра горловины, приведенное в технической документации на расходомер, мм

Если хотя бы одно значение относительной погрешности вычисления диаметра горловины превышает ± 0,1 %, повторно проводят серию из четырех измерений в соответствующей плоскости. Если условие (6) повторно не выполняется, поверку прекращают до устранения причин невыполнения этого условия. После устранения причин заново проводят геометрический контроль горловины трубы Вентури. Если условие (6) повторно не выполняется, поверку прекращают, результаты поверки считают отрицательными.

10.1.3.2 Проводится измерение фона спектрометром в соответствии с пунктом 10.1.1.2.1.

10.1.3.3 Проверка коэффициента временной стабильности;

Демонтируется крышка блока с позиционирующим устройством, в позиционирующее устройство вставляется эталонный источник, и вся сборка помещается в исходное положение в МФР.

Активность источника должна быть не менее 800 кБк на дату проведения поверки МФР.

Далее в течение не менее трех часов производится непрерывное измерение скорости счёта по каждой энергии (32 кэВ и 81 кэВ). За результат отдельного измерения (x_i) принимается усреднённое значение скорости счёта за 10 минут, в соответствии с алгоритмом обработки ПО.

После получения массива данных проводится его обработка, в результате которой оценивается:

– чистая скорость счёта за вычетом фона (x_{0i})

$$x_{0i}^{[32]} = x_i^{[32]} - \bar{x}_\Phi\,,\ \left(\frac{\text{имп}}{\text{с}}\right);\ x_{0i}^{[81]} = x_i^{[81]} - \bar{x}_\Phi\,,\ \left(\frac{\text{имп}}{\text{с}}\right) \tag{7}$$

– среднее значение по всей выборке ($\bar{x}$)

$$\bar{x}^{[32]} = \frac{\sum_{i=1}^{n} x_{0\,i}^{[32]}}{n},\ \left(\frac{\text{имп}}{\text{с}}\right);\ \bar{x}^{[81]} = \frac{\sum_{i=1}^{n} x_{0\,i}^{[81]}}{n},\ \left(\frac{\text{имп}}{\text{с}}\right) \tag{8}$$

За коэффициент относительной временной стабильности по каждой энергии принимается значение относительного смещенного СКО, которое рассчитывается по формуле

$$S^{[32]} = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(x_{0i}^{[32]} - \bar{x}^{[32]})^2}{n-1}}}{\bar{x}^{[32]}} \cdot 100,\ \%;\ \ S^{[81]} = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(x_{0i}^{[81]} - \bar{x}^{[81]})^2}{n-1}}}{\bar{x}^{[81]}} \cdot 100,\ \% \qquad (9)$$

В качестве результата выбирается наибольшее СКО из двух энергий ($S_{\text{пов}}^{ma}$).

Результат периодической поверки считается положительным если: $S_{\text{пов}}^{max} \leq S_{\text{пас}}^{max} + 7\ \%$.

10.1.3.4 На основании полученных результатов измерений, проведенных по пункту 10.1.1.2.2 рассчитывается эффективность регистрации в пике полного поглощения по каждой энергии (35 кэВ и 81 кэВ)

Эффективность регистрации в пике полного поглощения рассчитывается по формуле:

$$\varepsilon_{\text{пов}}^{[32]} = \frac{\bar{x}^{[32]}}{j^{[32]} \cdot A_0 \cdot e^{\left(-0{,}693 \cdot \frac{t}{T_{\frac{1}{2}}}\right)}};\qquad \varepsilon_{\text{пов}}^{[81]} = \frac{\bar{x}^{[81]}}{j^{[81]} \cdot A_0 \cdot e^{\left(-0{,}693 \cdot \frac{t}{T_{\frac{1}{2}}}\right)}}, \qquad (10)$$

Результат проверки эффективности регистрации в пике полного поглощения считается положительным, если выполняется условие $\varepsilon_{i\text{пов}}^{[32]} \leq \varepsilon_{i\text{пас}}^{[32]} \pm 10\ \%$; $\varepsilon_{i\text{пов}}^{[81]} \leq \varepsilon_{i\text{пас}}^{[81]} \pm 10\ \%$.

10.1.3.5 В случае, если это условие не выполняется, все действия начиная с п. 10.1.3.2 проводят повторно и определяют временной стабильности и эффективность регистрации в пике полного поглощения по каждой энергии. Если после этого коэффициент временной стабильности и эффективность регистрации в пике полного поглощения по каждой энергии не удовлетворяют требованиям, указанным в п. 10.1.3.3 и 10.1.3.4, то в этом случае поверка приостанавливается до устранения причин невыполнения указанных требований. После устранения проводится поверка проливным методом прямых измерений и (или) непосредственного сличения и полученные при этом значения коэффициента временной стабильности и эффективности регистрации в пике полного поглощения заносятся в паспорт МФР.

10.1.3.6 Выполнение условий по пп. 10.1.3.1 – 10.1.3.4 подтверждает работоспособность всех узлов расходомера и входящих в него СИ, относительные погрешности измерений количества нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости), массы нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости) за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа, объемного расхода нефтяного газа в рабочих условиях и приведенного к стандартным условиям, полученные при первичной проливной поверке, подтверждаются и соответствуют указанным в описании типа.

10.1.3.7 При отрицательном результате выполнение дальнейших операций по поверке прекращают.

11 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

11.1 Относительную погрешность *i*-го измерения допускаемой относительной погрешности количества нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости), δG_{Lij}, %, в *j*-ой точке определяют по формуле

$$\delta G_{Lij} = \frac{G_{Lij} - G_{Lij}^{\Э}}{G_{Lij}^{\Э}} \cdot 100, \qquad (12)$$

где G_{Lij} – массовый расход жидкости, измеренный МФР при *i*-м измерении в *j*-ой точке, т/ч;

$G_{Lij}^{\Э}$ – массовый расход жидкости, воспроизведенный эталоном 1-го или 2-го разрядов при *i*-м измерении в *j*-ой точке, т/ч.

Значение относительной погрешности количества нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости), при каждом измерении не должно превышать ± 2,5 %.

11.2 Относительную погрешность *i*-го измерения массы нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости) за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа, δG_{0ij}, %, в *j*-ой точке определяют по формуле

$$\delta G_{0ij} = \frac{G_{0ij} - G_{0ij}^{\Э}}{G_{0ij}^{\Э}} \cdot 100, \qquad (13)$$

где G_{0ij} – массовый расход имитатора нефти (массы нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости) за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа), измеренный МФР при i-м измерении в j-ой точке, т/ч;

$G^{Э}_{0ij}$ – массовый расход имитатора нефти, воспроизведенный эталоном 1-го или 2-го разрядов при i-м измерении в j-ой точке, т/ч.

Значение относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости) за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа при каждом измерении не должно превышать:

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

11.3 Относительную погрешность i-го измерения объема и объемного расхода попутного нефтяного газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям/в рабочих условиях $\delta Q_{Гij}$, %, в j-ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{Гij} = \frac{Q_{Гij} - Q^{Э}_{Гij}}{Q^{Э}_{Гij}} \cdot 100, \quad (14)$$

где $Q_{Гij}$ – объемный расход попутного нефтяного газа (воздуха), приведенный к стандартным условиям/в рабочих условиях, измеренный МФР при i-м измерении в j-ой точке, т/ч;

$Q^{Э}_{Гij}$ – объемный расход попутного нефтяного газа (воздуха), приведенный к стандартным условиям/в рабочих условиях, воспроизведенный эталоном 1-го или 2-го разрядов при i-м измерении в j-ой точке, т/ч.

Значение относительной погрешности измерения объема и объемного расхода попутного нефтяного газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, при каждом измерении не должно превышать ± 5 %.

Значение относительной погрешности измерения объема и объемного расхода попутного нефтяного газа (воздуха) в рабочих условиях, при каждом измерении не должно превышать ± 5 %.

11.4 МФР признается прошедшим поверку, если относительные погрешности измерений не превышают величин, указанных в пунктах 11.1, 11.2, 11.3.

11.5 В случае, если это условие для любого i-го измерения не выполняется, 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 трех измерений соответствующей величины и определяют относительную погрешность для каждого измерения. Если значения относительной погрешности измерений вновь превышают значения, указанные в пунктах 11.1, 11.2 или 11.3, результаты поверки считают отрицательными.

11.6 При отрицательном результате выполнение дальнейших операций по поверке прекращают.

12 Оформление результатов поверки

12.1 Результаты поверки, измерений и вычислений заносят в протокол поверки произвольной формы.

12.2 Сведения о результатах поверки передают в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с порядком проведения поверки средств измерений, предусмотренным действующим законодательством РФ в области обеспечения единства измерений.

12.3 По заявлению владельца МФР или лица, предоставившего МФР на поверку, в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510:

- при положительных результатах поверки выдается свидетельство о поверке и/или вносится запись о проведенной поверке в паспорте, знак поверки наносится на свидетельство о поверке и/или в паспорте МФР в виде оттиска поверительного клейма или наклейки;

- в случае отрицательных результатов поверки выдается извещение о непригодности к применению.

При оформлении свидетельства диапазоны расходов указываются в соответствии с эксплуатационной документацией МФР.

При отрицательных результатах поверки МФР к эксплуатации не допускают.

В случае отрицательных результатов поверки выдают извещение о непригодности МФР к применению.

Приложение А

(справочное)

Расчет абсолютной вероятности эмиссии гамма- и рентгеновского-излучения для расходомеров с детекторами на основе кристаллов LaBr(Ce)

Спектр источника Ba-133, снятый на сцинтилляционном спектрометре с кристаллом LaBr(Ce) (Бромид Лантана) показан на рис. А.1.

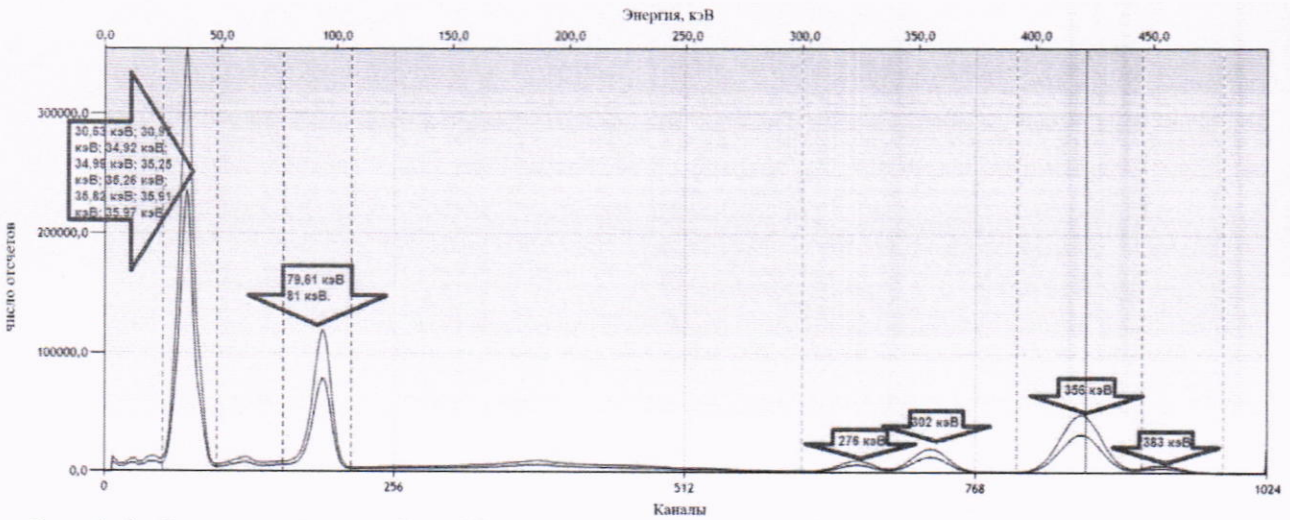


Рис. А.1. Спектр источника Ba-133, снятый на сцинтилляционном спектрометре с кристаллом LaBr(Ce)

На спектре мы видим три основных пика.

А.1 В районе 30 кэВ. Можно заметить, что в соответствие со стандартными справочными данными в этой области на спектре должно быть 9 пиков (30,63 кэВ; 30,97 кэВ; 34,92 кэВ; 34,99 кэВ; 35,25 кэВ; 35,26 кэВ; 35,82 кэВ; 35,91 кэВ; 35,97 кэВ). В следствии того, что разрешение спектрометра не позволяет их разделить – они слились в один пик. Соответственно, для того, чтобы рассчитать квантовый выход в этом пике нам необходимо просуммировать все квантовые выходы вышеперечисленных энергетических линий, приведенные в таблице А.1. В таблице А.1 использованы данные из ГСССД 363-2020 «Таблица стандартных справочных данных. Энергия, абсолютная вероятность эмиссии гамма- и характеристического рентгеновского излучений и период полураспада. Актуализированные данные характеристик распада радионуклидов»

$$j^{[32]} = \frac{P^{[30,6254]} + P^{[30,9731]} + P^{[34,92\ldots35,97]}}{100\%} = \frac{33,8\% + 62,4\% + 22,7\%}{100\%} = 1,189.$$

А.2 В районе 80 кэВ у нас находятся пики 79,61 кэВ и 81 кэВ. Выполняем аналогичные вычисления

$$j^{[81]} = \frac{P^{[79,6142]} + P^{[80,9979]}}{100\%} = \frac{2,63\% + 33,31\%}{100\%} = 0,3594.$$

Таблица А.1 – Квантовые выходы.

^{133}Ba $T_{1/2}$=3849,3 суток [10,539 лет]		
Вид фотонного излучения	Энергия Е, кЭв	Вероятность эмиссии Р, % от числа распадов
XL (Cs)	3,80-5,28	15,87
$XK\alpha_2$ (Cs)	30,6254	33,8
$XK\alpha_1$ (Cs)	30,9731	62,4
XKβ (Cs)	34,92-35,97	22,7

^{133}Ba $T_{1/2}$=3849,3 суток [10,539 лет]		
Вид фотонного излучения	Энергия Е, кЭв	Вероятность эмиссии Р, % от числа распадов
γ	53,1622	2,14
γ	79,6142	2,63
γ	80,9979	33,31
γ	276,3992	7,13
γ	302,8512	18,31
γ	356,0134	62,05
γ	383,8491	8,94

Полученные абсолютные значения подставляются в формулы (4) и (10).