



«Утверждаю»

Зам. директор ФБУ «Самарский ЦСМ»

В.А. Якунин

«30» ноября 2016 г.

**Система телемеханики и связи (СТМиС) ООО «ЛУКОЙЛ-
Волгограднефтепереработка» (Волгоградская ТЭЦ-2)**

**МЕТОДИКА ПОВЕРКИ
МП 4222-10 -7714348389-2016**

Содержание

1 Введение	4
2 Назначение	4
3 Условия проведения поверки	4
4 Требования к квалификации поверителей	4
5 Требования по безопасности	5
6 Средства поверки и вспомогательные устройства	5
7 Операции поверки	6
8 Подготовка к поверке	7
9 Проведение поверки	7
10 Оформление результатов поверки	11

Список принятых сокращений.

АИИС КУЭ - Автоматизированная информационно - измерительная система коммерческого учета электроэнергии

АРМ - автоматизированное рабочее место

ИК - измерительный канал

МХ - метрологические характеристики

НД - нормативная документация

ПЭВМ - персональная электронно-вычислительная машина

ПО - программное обеспечение

СИ - средства измерения

СУБД - система управления базами данных

ТН - трансформатор напряжения

ТТ - трансформатор тока

УСПД - устройство сбора и передачи данных

ЭД - эксплуатационная документация

ИИК - информационно-измерительный комплекс

ИВКЭ - измерительно-вычислительный комплекс электроустановок

ИВК - измерительно-вычислительный комплекс

1 Введение

1.1 Настоящая методика устанавливает порядок проведения первичной, периодической и внеочередной проверок системы телемеханики и связи (СТМиС) ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» (Волгоградская ТЭЦ-2)), а также измерительных каналов дополнительно вводимых в систему. Проверке подлежат все измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ.

1.2 Методика разработана в соответствии с требованиями нормативных документов (НД): МИ 3290-2010, ГОСТ 26 .205 -88, ГОСТ 14014-91, ГОСТ 7746-2001, ГОСТ 1983-2001, ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной электроэнергии, Приказом Минпромторга РФ от 02.07.2015г №1815 «Об утверждении Порядка проведения проверки средств измерений, требования к знаку проверки и содержания свидетельства о проверке» и эксплуатационной документации (ЭД) на компоненты АИИС КУЭ.

1.3 Рекомендуемый межповерочный интервал системы - 4 года.

2 Назначение

Система телемеханики и связи (СТМиС) ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» (Волгоградская ТЭЦ-2) (далее - СТМиС) предназначена для измерений действующих значений силы фазного электрического тока, среднего по 3-м фазам действующих значений силы фазного электрического тока, действующих значений фазного напряжения, действующих значений линейного напряжения, частоты переменного тока, активной, реактивной и полной мощности на ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» (Волгоградская ТЭЦ-2), а также регистрации и хранения телесигналов во времени, нормальных и аварийных процессов и событий.

3 Условия проведения проверки

При проведении проверки должны соблюдаться рабочие условия эксплуатации компонентов, входящих в состав системы, в соответствии с НД на эти компоненты.

4 Требования к квалификации поверителей

4.1 К проведению проверки допускаются лица, соответствующие требованиям, установленным Приказом Минэкономразвития РФ от 30.05.2014г. №326, изучившие настоящую методику проверки и руководство по эксплуатации системы, а также прошедшие инструктаж по технике безопасности на рабочем месте и имеющие группу по технике электробезопасности не ниже III.

4.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав системы, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

4.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения входящих в состав системы, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

4.4 Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав системы, осуществляется персоналом,

имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

5 Требования по безопасности

5.1. При проведении поверки необходимо соблюдать требования безопасности, предусмотренные «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей и правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (издание 3-е), «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей», ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 22261-94 и указаниями по безопасности, оговоренными в технических описаниях, руководствах по эксплуатации на измерительные компоненты системы, в соответствующей документации на эталоны и другие средства поверки.

5.6 Требования безопасности сервера должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-74 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Технические требования в части безопасности должны соответствовать ГОСТ Р 51350-99 (МЭК 61010-1-90) классу защиты не ниже 1.

5.7 Вычислительные средства, входящие в состав системы, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ПЭВМ.

6 Средства поверки и вспомогательные устройства

При проведении поверки применяются эталоны и вспомогательные устройства, указанные в таблице 1.

таблица 1- Средства поверки и вспомогательные устройства

Наименование и назначение средств поверки и вспомогательного оборудования	Номер пункта
Прибор комбинированный Testo-608-H1, ГР №53505-13	п.3
Радиочасы МИР РЧ-01 , ГР № 27008-04	п.9.6
Вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А», ГР№ 22029-10	п.9.3-9.5
Наименование аппаратных и программных средств	
Персональный компьютер, оптический преобразователь в комплекте с ПО «Оперативно-Информационный Комплекс «СК-2007» (Версия 7.7.1.1)	Обработка информации снятой со счетчиков, измерительных преобразователей, цифровых регистраторов.

Примечание: допускается применять средства поверки, не приведенные в перечне таблицы 1, но обеспечивающие определение метрологических характеристик системы с требуемой точностью.

7 Операции поверки

При проведении поверки должны быть выполнены операции, указанные в таблице 2.

таблица 2- Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта МП	Обязательность проведения операции при	
		Первичной	Периодической
1	2	3	4
1. Подготовка к поверке	8	Да	Да
2. Внешний осмотр и проверка комплектности	9.1	Да	Да
3. Проверка измерительных компонентов системы	9.2	Да	Да

4. Проверка функционирования счетчиков электрической энергии, приборов RPM072E-N, цифровых регистраторов	9.2.1	Да	Да
5. Проверка функционирования серверов и АРМ	9.2.2	Да	Да
6. Проверка функционирования вспомогательных устройств системы сервера	9.2.3	Да	Да
	9.3	Да	Да
7. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения			
8. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	9.4	Да	Да
9. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и компонентами системы	9.5	Да	Да
10. Определение погрешности системного времени	9.6	Да	Да
информационного обмена	9.7	Да	Да
11. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена			
12. Идентификация ПО	10	Да	Да
13. Оформление результатов поверки	11	Да	Да

8 Подготовка к поверке

8.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство по эксплуатации системы;
- описание типа системы;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов, входящих в систему, и свидетельство о предыдущей поверке системы;
- паспорта-протоколы на ИК;
- рабочие журналы системы с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за межповерочный интервал (только при периодической поверке).

8.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, измерительных преобразователей, цифровых регистраторов, по размещению средств поверки, отключению в необходимых случаях поверяемых средств измерений от штатной схемы;
- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в НТД на средства поверки;
- все средства измерений, входящие в состав системы, не должны иметь механических повреждений, загрязнения, следов коррозии и побежалости
- все средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение - после всех отсоединений;

9 Проведение поверки

9.1 Внешний осмотр и проверка комплектности

Методика поверки

При проведении проверки внешнего вида и комплектности проверяется:

- соответствие номенклатуры и типов технических и программных компонентов системы паспортным;
 - наличие и качество заземления корпусов компонентов системы и металлических шкафов, в которых они расположены;
 - внешний вид каждого компонента системы с целью выявления возможных механических повреждений, загрязнения и следов коррозии;
 - функционирование (должна функционировать операционная система необходимая для работы программы сбора данных);
 - маркировка технических средств должна быть нанесена четко и должна соответствовать ГОСТ 22261 – 94;
- соединительные информационные провода не должны иметь каких-либо повреждений («оголений»), которые могли бы свидетельствовать о несанкционированном вмешательстве в систему.

Проверка считается успешной:

если перечисленные операции настоящего пункта полностью выполнены

9.2 Проверка измерительных компонентов системы

Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока и напряжения, измерительных преобразователей. При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых близок к окончанию, дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

9.2.1 Проверка работоспособности счетчиков электрической энергии ION, приборов для измерений показателей качества и учета электрической энергии RPM072E-N, регистраторов цифровых

Проверяют наличие документов надзорных организаций, подтверждающих правильность подключения счетчиков электрической энергии ION, приборов для измерений показателей качества и учета электрической энергии RPM072E-N, регистраторов цифровых к цепям тока и напряжения. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения схемам, приведенным в паспорте на счетчики электрической энергии ION, приборы для измерений показателей качества и учета электрической энергии RPM072E-N, регистраторы цифровые). Проверяют последовательность чередования фаз с помощью вольтамперфазометра

Методика поверки:

С помощью ПО «Оперативно-Информационный Комплекс «СК-2007» (Версия 7.7.1.1) осуществляют поиск в базе данных сервера системы зафиксированных показаний счетчиков электрической энергии ION, приборов для измерений показателей качества и учета электрической энергии RPM072E-N (результаты измерений действующих значений фазных напряжений и токов, линейных напряжений, среднего по 3-м фазам действующих значений силы фазного электрического тока, среднего по 3-м фазам действующих значений линейного напряжения, активной, реактивной и полной мощности, частоты переменного тока), ориентируясь на выбранный момент времени.

Проверка считается успешной:

если записи показаний счетчиков электрической энергии ION, приборов для измерений показателей качества и учета электрической энергии RPM072E-N в базе данных найдены и указанные показания не противоречат зафиксированным другими системами (например, АИИС КУЭ) или измерительными устройствами и чтение показаний прошло успешно, считают счетчики электрической энергии ION, приборы для измерений показателей

качества и учета электрической энергии RPM072E-N правильно функционирующими.

9.2.2 Проверка функционирования цифровых регистраторов

Методика поверки

Правильность функционирования регистраторов РЭС-3 проверяют путем сравнения записей в архиве регистратора и в базе данных системы.

Проверка считается успешной:

если записи в архиве РЭС-3 и базе данных системы совпадают, а разность временных меток данных в архиве регистратора и в базе данных системы не превышает ± 100 мс.

9.2.3 Проверка функционирования компьютеров (АРМ и серверов)

Методика поверки

Проводят опрос текущих показаний всех точек измерений используя ПО «Оперативно-Информационный Комплекс «СК-2007» (Версия 7.7.1.1) .

Проверка считается успешной:

если по завершении опроса всех точек измерений в отчётах, представленных в программе, присутствуют показания всех ИК с указанием текущей даты и времени.

9.2.4 Проверка функционирования вспомогательных устройств

9.2.4.1 Проверка функционирования коммутаторов Ethernet, конверторов RS485/FO, адаптеров интерфейса

Проверяют функционирование указанных устройств с помощью подключенного к ним переносного компьютера через кабель RS485 и специальной программы.

Проверка считается успешной:

если все счетчики, приборы для измерений показателей качества и учета электрической энергии RPM072E-N, цифровые регистраторы подключенные к данному устройству, были опрошены.

9.3 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

Методика поверки

9.3.1 Проверяют наличие документов надзорных организаций, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН. При отсутствии таких документов проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

9.3.2 При проверке мощности нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более ± 10 % от U ном.

Измеряют мощность нагрузки ТН, которая должна находиться в диапазоне (0,25-1,0) S ном. Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТН по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей». Однако:

1. Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТН.

2. Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов.

Проверка считается успешной:

если отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более ± 10 % от U ном;

9.4 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

Методика поверки

9.4.1 Проверяют наличие документов надзорных организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ. При отсутствии таких документов

проверяют правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

9.4.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне (0,25-1,0) S ном.

Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТТ по МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей». Однако:

9.4.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне (0,25-1,0) S ном.

Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТТ по МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей». Однако:

1. Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

2. Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам ТТ.

Проверка считается успешной:

если мощность нагрузки вторичных цепей ТТ находится в диапазоне (0,25-1,0) S ном, если имеются документы энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

9.5 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком

Методика поверки

Измеряют падение напряжения в проводной линии связи для каждой фазы по Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТН по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей». Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН. Однако:

1 Допускается измерение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов - протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше требования.

2 Допускается падение напряжения в линии соединения счетчика с ТН определять расчетным путем, если известны параметры проводной линии связи и сила электрического тока, протекающего через линию связи.

Проверка считается успешной:

если падение напряжения в проводной линии связи для каждой фазы не превышает 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

9.6 Определение погрешности часов компонентов системы

Методика поверки.

Включить питание и запустить тестирующую программу центрального компьютера в режиме индикации значения системного времени. Подключить радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). Сверить показания радиочасов с показаниями часов сервера, счетчика прибора RPM072E-N (далее –ИП), цифрового регистратора, и определить поправки: Δt_1 сервера, $\Delta t_{1счi}$, $\Delta t_{2ипi}$, $\Delta t_{2рi}$ (где i – номер счетчика, прибора RPM072E-N, цифрового регистратора, сервера.). Спустя 24 ч распечатать журнал событий всех компонентов системы, имеющих встроенные программные часы (счетчика, прибора RPM072E-N, цифрового регистратора, сервера) выделив события, соответствующие синхронизации часов компонентов системы.

Определить поправки: Δt_2 сервера, $\Delta t_{2ИП}$, $\Delta t_{2ЦР}$. Рассчитать суточный ход часов компонентов системы, как разность поправок: $\Delta_{\Delta t} = \Delta t_2 - \Delta t_1$.

Проверка считается успешной:

если погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с.

9.7 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена между компонентами АИИС КУЭ

Операция проверки отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение идентичности числовой измерительной информации в счетчиках электрической энергии (исходная информация), и памяти сервера БД.

В момент проверки все технические средства, входящие в проверяемый ИК должны быть включены.

Методика проверки

Операция проверки отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение идентичности числовой измерительной информации в счетчиках электрической энергии ION, приборах для измерений показателей качества и учета электрической энергии RPM072E-N, цифровых регистраторах (исходная информация) и памяти сервера БД. В момент проверки все технические средства, входящие в проверяемый ИК должны быть включены.

9.7.1 Выполняют операции по п.9.2.1, 9.2.2 для каждой точки измерений. На центральном компьютере (сервере) системы распечатывают значения всех предусмотренных системой измеряемых параметров, зарегистрированные за предшествующие дню проверки сутки по всем ИК. Проверяют наличие данных, соответствующих каждому интервалу времени. Пропуск данных не допускается за исключением случаев, когда этот пропуск был обусловлен отключением ИК или устраненным отказом какого-либо компонента системы.

9.7.2 Распечатывают журнал событий системы и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти регистраторов и базе данных системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

Проверка считается успешной:

если числовая измерительная информация в в счетчиках электрической энергии ION, приборах для измерений показателей качества и учета электрической энергии RPM072E-N, цифровых регистраторах (исходная информация) и измерительная информация в памяти сервера БД идентичны

10 Идентификация программного обеспечения

При идентификации программного обеспечения и оценки влияния на метрологические характеристики средства измерений необходимо проверить соответствие следующих заявленных идентификационных данных программного обеспечения:

- наименование программного обеспечения,
- идентификационное наименование программного обеспечения,
- номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения,
- цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода),
- алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения,

Проверка идентификационного наименования ПО, версии метрологически значимого ПО, даты создания, цифрового идентификатора программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода) уровня ИВК

Методика проверки:

Для проверки идентификационного наименования ПО, версии метрологически значимого ПО, даты создания, цифрового идентификатора программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода). необходимо:

запустить ПО «Оперативно-Информационный Комплекс «СК-2007» (Версия 7.7.1.1). Авторизоваться в программе путем ввода логина и пароля (по умолчанию логин - cnt, пароль- cnt).

В открывшемся окне будет указана версия ПО. С помощью программы чтения хеш-сумм файла по алгоритму md5, определить контрольные суммы исполняемого кода метрологически значимого модуля ac_metrology.dll.

Проверка считается успешной:

если название ПО, номер версии (идентификационный номер), контрольная сумма, полученные с помощью утилиты, совпадают с представленными в Описании типа на АИИС КУЭ, результат проверки положительный.

11 Определение пределов допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях

Методика определение пределов допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии для рабочих условий

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии для рабочих условий, рассчитываются по формуле:

$$\delta_w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_S^2 + \delta_L^2 + \delta_{c.o}^2 + \delta_{ct}^2 + \delta_{cf}^2 + \delta_{CHU}^2 + \delta_{mi}^2}$$

Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной и реактивной электрической энергии при доверительной вероятности $P = 0,95$:

в диапазоне тока $0,01 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$, в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$

в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$, в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$

где,

δ_I - токовая погрешность ТТ, %;

δ_U - погрешность напряжения ТН, %;

δ_θ - погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ θ_I и ТН θ_U , %;

δ_L - погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН, %;

$\delta_{c.o}$ - относительная погрешность счетчика, %;

δ_S - погрешность рассинхронизации при измерениях текущего календарного времени, %;

Дополнительными погрешностями счетчиков являются:

δ_{ct} - температурная погрешность, %;

δ_{cf} - погрешность от изменения частоты, %;

δ_{CHU} - погрешность от изменения напряжения ± 10 %;

δ_{mi} - погрешность от влияния магнитной индукции внешнего происхождения 0,5 мТл.

Примечание: При отсутствии в измерительном канале каких-либо измерительных компонентов, соответствующие значения погрешностей в формуле 1 не используются.

Проверка считается успешной:

если полученные значения погрешности в рабочих условиях по каждому измерительному каналу соответствуют заявленным в описании типа.

12 Оформление результатов поверки

12.1 Результаты поверки оформляются записью в протоколе поверки произвольной формы.

12.2 При положительных результатах поверки выдается «Свидетельство о поверке» в соответствии с Приказом №1815 от 02.07.2015г «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержания свидетельства о поверке».

12.3 При отрицательных результатах поверки система к эксплуатации не допускается и выписывается «Извещение о непригодности» в соответствии с Приказом №1815 от 02.07.2015г «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержания свидетельства о поверке» с указанием причин непригодности.