



ООО Центр Метрологии «СТП»
Регистрационный номер записи в реестре аккредитованных
лиц RA.RU.311229

«УТВЕРЖДАЮ»

Технический директор
ООО Центр Метрологии «СТП»
И.А. Яценко

« 22 » 08 2016 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти №1516
ПСП «Марковское»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

1208/1-311229-2016

г. Казань
2016

СОДЕРЖАНИЕ

1 Введение	3
2 Операции поверки	5
3 Средства поверки	6
4 Требования к технике безопасности и требования к квалификации поверителей	6
5 Условия поверки	7
6 Подготовка к поверке	7
7 Проведение поверки	7
8 Оформление результатов поверки	11

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти №1516 ПСП «Марковское» (далее - СИКН), заводской № 2046-15, изготовленную по технической документации ЗАО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ», г. Казань, принадлежащую ООО «Иркутская нефтяная компания», г. Иркутск и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

1.2 СИКН предназначена для измерения массы брутто товарной нефти (далее – нефти), показателей качества нефти и определения массы нетто нефти при ведении учетно-расчетных операций между предприятием-поставщиком ООО «Иркутская нефтяная компания» и предприятием-получателем ООО «Транснефть-Восток» ОАО «АК «Транснефть».

1.3 СИКН реализует метод динамических измерений массы нефти в трубопроводе с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Принцип действия СИКН заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от преобразователей массы, давления, температуры, плотности, влагосодержания и вязкости.

1.4 СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКН и эксплуатационными документами ее компонентов

1.5 В состав СИКН входят:

- блок фильтров (далее – БФ);
- блок измерительных линий (далее – БИЛ): 2 рабочие измерительные линии (DN 250), контрольно-резервная измерительная линия (DN 250);
- блок измерений показателей качества (далее – БИК);
- стационарная поверочная установка (далее – ПУ);
- система обработки информации;
- автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора).

1.6 Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКН, представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Состав СИКН

Наименование СИ	Количество	Регистрационный номер
Приборы контрольно-измерительные показывающие		
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	10	26803-11
Манометр показывающий МП	6	47452-11
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	8	303-91
Блок фильтров		
Преобразователь избыточного давления измерительный 3051 TG	1	14061-10
Преобразователь разности давления измерительный 3051 CD	2	14061-10
БИЛ		
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMFHC2	3	45115-10
Преобразователь измерительный Rosemount 3144P в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65	3	56381-14 22257-11

Наименование СИ	Количество	Регистрационный номер
Преобразователь избыточного давления измерительный 3051 TG	3	14061-10
БИК		
Преобразователь измерительный Rosemount 3144P в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65	4	56381-14 22257-11
Преобразователь избыточного давления измерительный 3051 TG	1	14061-10
Преобразователь разности давления измерительный 3051 CD	2	14061-10
Преобразователь плотности жидкости мод.7835	2	52638-13
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный 7829	2	15642-06
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	2	14557-10
Прибор УОСГ-100СКП	1	16776-11
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	1	57762-14
Автоматический пробоотборник МАВИК-ГЖ	2	-
Ручной пробоотборник Стандарт-Р	1	-
Выходной коллектор		
Преобразователь измерительный Rosemount 3144P в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65	1	56381-14 22257-11
Преобразователь избыточного давления измерительный 3051 TG	1	14061-10
Блок поверочной установки		
Установка поверочная СР	1	27778-15
СОИ		
Контроллеры измерительные FloBoss модели S600+	2	57563-14
Преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К	19	22153-14
Контроллер программируемый SIMATIC S7-400	2	15773-11
Операторские станции на базе компьютера со SCADA-системой PCS7	3	-

1.7 Поверка СИКН проводится поэлементно. Поверка средств измерений, входящих в состав СИКН, осуществляется в соответствии с их методиками поверки;

1.8 Интервал между поверками СИ, входящих в состав СИКН – 1 год. Интервал между поверками стеклянных термометров – 3 года. Интервал между поверками установки поверочной СР – 2 года. Нормативные документы на поверку СИ в составе СИКН, приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Нормативные документы на поверку средств измерений в составе СИКН

Наименование СИ	Нормативный документ
Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	5Ш0.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки»
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Преобразователь давления	МП 14061-10 «Преобразователи давления»

Наименование СИ	Нормативный документ
измерительный 3051	измерительные 3051. Методика поверки»
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMFHC2	МИ 3272-2010 «Счётчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компактурвером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности».
Преобразователь измерительный 3144Р	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки»
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля»
Преобразователь плотности жидкости мод.7835	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный 7829	МИ 3002–2006 «Рекомендации. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки» МИ 3119-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации»
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Прибор УОСГ-100СКП	Раздел 10 «Методы и средства поверки» руководства по эксплуатации на прибор, утвержденного ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 11.04.2011г.
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	Расходомеры-счётчики ультразвуковые OPTISONIC 3400 методика поверки. МП РТ 1849-2014
Установка поверочная СР	МП 0199-12-2014 «Инструкция. ГСИ. Установки поверочные СР, СР-М. Методика поверки»
Контроллер измерительный FloBoss модели S600+	МП 117-221-2013 «Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки»
Преобразователь измерительный тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К	МП 22148-08 «Преобразователи с гальванической развязкой серии К фирмы Pepperl+Fuchs GmbH, Германия. Методика поверки»
Контроллер программируемый SIMATIC S7-400	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки»

1.9 Средства измерений, результаты измерений которых не влияют на погрешность измерения массы нефти, подлежат калибровке не реже одного раза в год.

1.10 Интервал между поверками СИКН – 1 год.

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки СИКН должны быть выполнены операции, указанные в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Операции поверки

№ п/п	Наименование операции	Номер пункта методики поверки
1	Проверка технической документации	7.1
2	Внешний осмотр	7.2
3	Опробование	7.3
4	Определение метрологических характеристик	7.4
5	Оформление результатов поверки	8

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки СИКН применяют эталоны и СИ, приведенные в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Основные эталоны и СИ

Номер пункта методики	Наименование и тип основного и вспомогательного средства поверки и метрологические и основные технические характеристики средства поверки
5	Барометр-анероид М-67 с пределами измерений от 610 до 790 мм рт.ст., погрешность измерений $\pm 0,8$ мм рт.ст., по ТУ 2504-1797-75
5	Психрометр аспирационный М34, пределы измерений влажности от 10 % до 100 %, погрешность измерения ± 5 %
5	Термометр ртутный стеклянный ТЛ-4 (№ 2) с пределами измерений от 0 °С до 55 °С по ГОСТ 28498-90, цена деления шкалы 0,1 °С
7.4	Калибратор многофункциональный МС5-R-IS (далее – калибратор): диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm(0,02$ % показания + 1 мкА); диапазон воспроизведения последовательности импульсов от 0 до 9999999 импульсов

3.1 Допускается использование других эталонов и СИ с характеристиками, не уступающими характеристикам, указанным в таблице 3.1.

3.2 Все применяемые эталоны должны быть аттестованы; СИ должны иметь действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью поверителя и знаком поверки.

4 ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

4.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие требования:

- корпуса применяемых СИ должны быть заземлены в соответствии с их эксплуатационной документацией;
- ко всем используемым СИ должен быть обеспечен свободный доступ для заземления, настройки и измерений;
- работы по соединению вспомогательных устройств должны выполняться до подключения к сети питания;
- обеспечивающие безопасность труда, производственную санитарию и охрану окружающей среды;
- предусмотренные «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок

потребителей», а также эксплуатационной документацией оборудования, его компонентов и применяемых средств поверки.

4.2 К работе по поверке должны допускаться лица:

- достигшие 18-летнего возраста;
- прошедшие инструктаж по технике безопасности в установленном порядке;
- изучившие эксплуатационную документацию на СИКН, СИ, входящие в состав СИКН, и средства поверки.

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха (20±5) °С;
- относительная влажность от 30 % до 80 %;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа.

6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные операции:

- проверяют заземление СИ, работающих под напряжением;
- эталонные СИ и СОИ СИКНС выдерживают при температуре указанной в разделе 5 не менее 3-х часов, если время их выдержки не указано в инструкции по эксплуатации;
- эталонные СИ и СОИ СИКНС устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;
- осуществляют соединение и подготовку к проведению измерений эталонных СИ и СОИ СИКНС в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1 Проверка технической документации

7.1.1 При проведении проверки технической документации проверяют наличие:

- руководства по эксплуатации на СИКН;
- паспорта на СИКН;
- паспортов (формуляров) СИ, входящих в состав СИКН;
- действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью поверителя и знаком поверки СИ, входящих в состав СИКН;
- свидетельства о предыдущей поверке СИКН (при периодической поверке);
- методики поверки на СИКН.

7.1.2 Результаты проверки считают положительными при наличии всей технической документации по п. 7.1.1.

7.2 Внешний осмотр

7.2.1 При проведении внешнего осмотра СИКН контролируют выполнение требований технической документации к монтажу СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов СИКН.

7.2.2 При проведении внешнего осмотра СИКН устанавливают состав и комплектность СИКН. Проверку выполняют на основании сведений, содержащихся в паспорте на СИКН. При этом контролируют соответствие типа СИ, указанного в паспортах на СИ, записям в паспорте на СИКН.

7.2.3 Результаты проверки считают положительными, если монтаж СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов СИКН, внешний вид и комплектность СИКН соответствуют требованиям технической документации.

7.3 Опробование

7.3.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН

7.3.1.1 Подлинность и целостность программного обеспечения (далее – ПО) СИКН проверяют сравнением идентификационных данных ПО с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и отраженными в описании типа СИКН.

7.3.1.2 Проверяют возможность несанкционированного доступа к ПО СИКН и наличие авторизации (введение пароля, возможность обхода авторизации, проверка реакции ПО СИКН на неоднократный ввод неправильного пароля).

7.3.1.3 Результаты опробования считают положительными, если:

– идентификационные данные ПО СИКН совпадают с указанными в описании типа на СИКН;

– исключается возможность несанкционированного доступа к ПО СИКН, обеспечивается авторизация.

7.3.2 Проверка работоспособности СИКН

7.3.2.1 Приводят СИКН в рабочее состояние в соответствии с эксплуатационной документацией. Проверяют прохождение сигналов средств поверки, имитирующих измерительные сигналы (от 4 до 20 мА, импульсные, частотные). Проверяют на дисплее монитора операторской станции управления СИКН показания по регистрируемым в соответствии с конфигурацией СИКН параметрам технологического процесса.

7.3.2.2 Результаты опробования считают положительными, если при увеличении и уменьшении значения входного сигнала (от 4 до 20 мА, импульсные, частотные) соответствующим образом изменяются значения измеряемой величины на дисплее монитора операторской станции управления.

7.4 Определение метрологических характеристик

7.4.1 Определение погрешности преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА) системой обработки информации

7.4.1.1 Отключают первичный измерительный преобразователь (далее – ИП) и к соответствующему каналу, включая барьер искрозащиты, подключают калибратор, установленный в режим имитации сигналов силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

7.4.1.2 С помощью калибратора устанавливают электрический сигнал силы постоянного тока. В качестве реперных точек принимают точки 4; 8; 12; 16; 20 мА.

7.4.1.3 Считывают значения входного сигнала с монитора автоматизированного рабочего места оператора (далее – АРМ оператора) и в каждой реперной точке рассчитывают приведенную погрешность преобразования токового сигнала γ_i , %, по формуле

$$\gamma_i = \frac{I_{\text{изм}} - I_{\text{эт}}}{I_{\text{max}} - I_{\text{min}}} \cdot 100, \quad (1)$$

где $I_{\text{изм}}$ – значение тока, соответствующее показанию измеряемого параметра СИКН в i -ой реперной точке, мА;

$I_{\text{эт}}$ – показание калибратора в i -ой реперной точке, мА;

I_{max} – максимальное значение границы диапазона аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), мА;

I_{min} – минимальное значение границы диапазона аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), мА.

7.4.1.4 Если показания СИКН можно просмотреть только в единицах измеряемой величины, то при линейной функции преобразования значения тока $I_{\text{изм}}$, мА, рассчитывают по формуле

$$I_{\text{изм}} = \frac{I_{\text{max}} - I_{\text{min}}}{X_{I_{\text{max}}} - X_{I_{\text{min}}}} \cdot (X_{I_{\text{изм}}} - X_{I_{\text{min}}}) + I_{\text{min}}, \quad (2)$$

где $X_{I_{\text{max}}}$ – максимальное значение измеряемого параметра, соответствующее максимальному значению границы диапазона аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), в абсолютных единицах измерений;

$X_{I_{\text{min}}}$ – минимальное значение измеряемого параметра, соответствующее минимальному значению границы диапазона аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), в абсолютных единицах измерений;

$X_{I_{\text{изм}}}$ – значение измеряемого параметра, соответствующее задаваемому аналоговому сигналу силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), в абсолютных единицах измерений. Считывают с монитора операторской станции.

7.4.1.5 Результаты испытаний считают положительными, если основная приведенная погрешность преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА) в каждой реперной точке не выходит за пределы $\pm 0,13\%$ (при использовании барьера искробезопасности KFD2-STC4-Ex1.20) для сигналов, поступающий в Floboss S600, $\pm 0,04\%$ для сигналов, поступающих в контроллеры программируемые Simatic S7-400

7.4.2 Определение абсолютной погрешности СИКН при измерении количества импульсов (импульсного сигнала)

7.4.2.1 Отключить первичный ИП и к соответствующему каналу подключить калибратор, установленный в режим генерации импульсов, в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

7.4.2.2 С помощью калибратора подать не менее трех раз последовательность импульсов (импульсный сигнал) из 10000 импульсов, предусмотрев синхронизацию начала счета

7.4.2.3 Считать значения входного сигнала с монитора АРМ оператора или дисплея контроллера и вычислить абсолютную погрешность Δ_n , импульсы, по формуле

$$\Delta_n = n_{\text{изм}} - n_{\text{зад}}, \quad (3)$$

где $n_{\text{изм}}$ – количество импульсов, подсчитанное контроллером, импульсы;

$n_{\text{зад}}$ – количество импульсов, заданное калибратором, импульсы.

7.4.3 Результаты поверки считаются положительными, если пределы допускаемой абсолютной погрешности СИКН при подсчете количества импульсов (импульсного сигнала) не превышает ± 1 импульс на 10000 импульсов.

7.4.4 Определение относительной погрешности измерительных каналов передачи, преобразования и отображения частотных сигналов

7.4.4.1 Отключают первичный преобразователь и подключают калибратор к соответствующему каналу, включая линии связи. С помощью калибратора, устанавливают на входе канала частотные сигналы, соответствующие значениям измеряемого параметра. Задают не менее пяти значений частотного сигнала, равномерно распределенных в диапазоне измерений.

7.4.4.2 Считывают значения периода входного частотного сигнала $T_{\text{изм}}$, мкс, (показания СОИ) с дисплеев двух вычислителей Floboss S600+, или с монитора операторской станции.

7.4.4.3 Определяют частоту входного сигнала $f_{\text{изм}}$, Гц, по формуле

$$f_{\text{изм}} = \frac{1}{T_{\text{изм}}} \cdot 10^6. \quad (4)$$

7.4.4.4 Вычисляют относительную погрешность измерительных каналов передачи, преобразования и отображения частотных сигналов δ_f , %, по формуле

$$\delta_f = \frac{f_{\text{изм}} - f_{\text{зад}}}{f_{\text{изм}}} \cdot 100. \quad (5)$$

где $f_{\text{зад}}$ – частота заданного сигнала, Гц.

7.4.4.5 Результаты поверки измерительных каналов передачи, преобразования и отображения частотных сигналов считаются положительными, если рассчитанные относительные погрешности для каждого из каналов передачи, преобразования и отображения частотных сигналов СИКН не превышают $\pm 0,001$ %.

7.4.5 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы (массового расхода) нефти

7.4.5.1 Относительная погрешность СИКН при измерении массы нефти при методе динамических измерений принимается равной относительной погрешности счетчиков расходомеров массовых Micro Motion.

7.4.5.2 Результаты испытаний считаются положительными, если относительная погрешность СИКН при измерении массы (массового расхода) нефти не выходит за пределы $\pm 0,25$ % для рабочих измерительных линий.

7.4.6 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти

7.4.6.1 Относительная погрешность СИКН при измерении массы нетто нефти $\delta_{\text{МН}}$, %, определяется по формуле

$$\delta_{\text{МН}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{М}}^2 + \frac{\Delta W_{\text{В}}^2 + \Delta W_{\text{ХС}}^2 + \Delta W_{\text{МП}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{В}} + W_{\text{ХС}} + W_{\text{МП}}}{100}\right)^2}}, \quad (6)$$

где $\delta_{\text{М}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %;

$\Delta W_{\text{В}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{\text{ХС}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей, %;

$\Delta W_{\text{МП}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли механических примесей, %;

$W_{\text{В}}$ – массовая доля воды в нефти, %;

$W_{\text{ХС}}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %;

$W_{\text{МП}}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %.

Абсолютные погрешности измерений в испытательной лаборатории массовой доли механических примесей и массовой доли хлористых солей определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580.

7.4.6.2 Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \sqrt{\frac{R^2 - 0,5 \cdot r^2}{2}}, \quad (7)$$

где R и r – воспроизводимость и сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти, % массы.

7.4.6.3 Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей $\Delta W_{\text{МП}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_n = \sqrt{\frac{R_n^2 - 0,5 \cdot r_n^2}{2}}, \quad (8)$$

где R_n – воспроизводимость метода по ГОСТ 6370, выраженная в массовых долях, %;
 r_n – сходимости метода по ГОСТ 6370, выраженная в массовых долях, %/

7.4.6.4 Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей R_{xc} по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости r_{xc} . Значение сходимости r_{xcm} , выраженное по ГОСТ 21534 в мг/дм³, переводят в % массы по формуле:

$$r_{xc} = \frac{0,1 \cdot r_{xcm}}{\rho_{изм}^д}, \quad (9)$$

где r_{xcm} – сходимости метода по ГОСТ 21534, мг/дм³.

7.4.6.5 Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей, %, вычисляют по формуле:

$$\Delta W_{xc} = \sqrt{\frac{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}{2}}, \quad (10)$$

7.4.6.6 Абсолютную погрешность определений массовой доли воды, %, вычисляют по формуле:

$$\Delta W_e = \sqrt{\frac{R_e^2 - 0,5 \cdot r_e^2}{2}}, \quad (11)$$

где R_e – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, выраженная в массовых долях, %;
 r_e – сходимости метода по ГОСТ 2477, выраженная в массовых долях, %.

7.4.6.7 Результаты расчета по формулам (7) – (11) округляют до третьего знака после запятой, по формуле (6) – до второго знака после запятой.

7.4.6.8 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанные пределы относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти не выходят за пределы $\pm 0,35$ %.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

8.2 Отрицательные результаты поверки СИКН оформляют в соответствии с приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». При этом выписывается извещение о непригодности к применению СИКН с указанием причин непригодности.