



ООО Центр Метрологии «СТП»
Регистрационный № RA.RU.311229 выдан 30.07.2015 г.

«УТВЕРЖДАЮ»

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



_____ 2017 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 531 на ПСП
«Холмогоры»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

(с изменением № 1)

МП 7-311229-2015

г. Казань
2017

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| 1 Введение | 3 |
| 2 Операции поверки | 6 |
| 3 Средства поверки | 6 |
| 4 Требования к технике безопасности и требования к квалификации поверителей | 7 |
| 5 Условия поверки | 7 |
| 6 Подготовка к поверке | 7 |
| 7 Проведение поверки | 8 |
| 8 Оформление результатов поверки | 12 |

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 531 на ПСП «Холмогоры» (далее – СИКН), зав. № 1, и устанавливает методику первичной, периодической поверки при вводе в эксплуатацию и при эксплуатации, а также после ремонта.

1.1 (Измененная редакция, Изм. № 1)

1.2 – 1.5 (Исключены, Изм. № 1)

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

Таблица 1.1 – СИ, входящие в состав СИКН

| № п/п | Наименование СИ | Кол-во, шт. | Номер в реестре |
|--|---|-------------|----------------------|
| Блок измерительных линий | | | |
| 1 | Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF | 9 | 13425-06 |
| 2 | Датчик температуры 644 | 6 | 39539-08 |
| 3 | Преобразователь измерительный 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 | 3 | 14683-04 22257-05 |
| 4 | Преобразователь давления измерительный 3051S | 5 | 24116-02 |
| 5 | Преобразователь давления измерительный 3051S | 4 | 24116-08 |
| Блок измерений показателей качества | | | |
| 6 | Преобразователь плотности жидкости измерительный (мод.7835) | 2 | 15644-06 |
| 7 | Влагомер нефти поточный УДВН-1пм | 2 | 14557-10 |
| 8 | Счетчик турбинный Норд-40М | 1 | 5638-02 |
| 9 | Ручной пробоотборник по ГОСТ 2517 | 2 | – |
| 10 | Автоматический пробоотборник «Пульсар АП1» | 3 | – |
| 11 | Датчик температуры 644 | 1 | 39539-08 |
| 12 | Преобразователь давления измерительный 3051 S | 1 | 24116-02 |
| 13 | Термостатирующее устройство | 1 | – |
| 14 | Щелевое пробозаборное устройство по ГОСТ 2517 | 1 | – |
| 15 | Датчик давления «Метран – 100» | 2 | 22235-01 |
| Блок трубопоршневой поверочной установки | | | |
| 16 | Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная | 1 | 20054-06 |
| 17 | Преобразователь измерительный 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 | 1 | 14683-04 22257-05 |
| 18 | Преобразователь давления измерительный 3051S | 2 | 24116-02 |
| СОИ | | | |
| 19 | Комплексы измерительно-вычислительные сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов «ОСТОПУС» (ОКТОПУС)) | 4 | 22753-12 |
| 20 | Автоматизированное рабочее место оператора на базе персонального компьютера оборудованного ПО «Rate» | 2 | – |
| Приборы контрольно-измерительные показывающие | | | |
| 21 | Манометры избыточного давления для точных измерений типа МТИф | 10 | 34911-07 |
| 22 | Манометры для точных измерений типа МПТИ | 8 | 26803-06 |

| № п/п | Наименование СИ | Кол-во, шт. | Номер в реестре |
|-----------------------|---|-------------|----------------------|
| 23 | Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 | 13 | 303-91 |
| Выходной коллектор | | | |
| 24 | Преобразователь давления измерительный 3051S | 1 | 24116-08 |
| 25 | Преобразователь измерительный 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 | 1 | 14683-04 22257-05 |
| Блок фильтров | | | |
| 26 | Преобразователь давления измерительный тип 40 | 3 | 20729-03 |
| 27 | Преобразователь давления измерительный 40.4382 | 1 | 40494-09 |
| Контроль наличия газа | | | |
| 28 | Индикатор фазового состояния ИФС – 1В – 700 М | 2 | - |

Таблица 1.1 (Измененная редакция, Изм. № 1)

1.7 Поверка СИКН проводится поэлементно. Поверка средств измерений (далее - СИ), входящих в состав СИКН, осуществляется в соответствии с их методиками поверки, приведенными в таблице 1.2

1.7 (Измененная редакция, Изм. № 1)

Таблица 1.2 – Перечень документов на методик поверки СИ в составе СИКН

| № п/п | Наименование СИ | Методика поверки |
|--------------------------|--|---|
| Блок измерительных линий | | |
| 1 | Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF | «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы Fisher–Rosemount. Методика поверки поверочной установкой «ВСП-М» «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы Fisher–Rosemount. Методика поверки» При поверке на месте эксплуатации: МИ 3151–2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности» |
| 2 | Датчик температуры 644 | «Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки», согласованная с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», август 2008 г. |
| 3 | Преобразователи измерительные 644 | Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки», разработанная и утвержденная ВНИИМС, октябрь 2004 г. |
| 4 | Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 | ГОСТ 8.461–82 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки». |
| 5 | Преобразователь давления измерительный 3051S | «Преобразователи давления измерительные 3051S. Методика поверки» утвержденная ГЦИСИ ВНИИМС 17.12.02 |

| № п/п | Наименование СИ | Методика поверки |
|-------|--|--|
| 6 | Преобразователь плотности жидкости измерительный (мод.7835) | МИ 2816–2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» |
| 7 | Влагомер нефти поточный УДВН-1пм | МИ 2366–2005 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки |
| 9 | Счетчик турбинный Норд-40М | Поверяется поэлементно: – турбинный преобразователь расхода проверяют в соответствии с документом «Рекомендации. ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки. МИ 1974–2004» – блок обработки данных VEGA–03 проверяют в соответствии с разделом «Поверка блока» в составе эксплуатационного документа «VEGA–03. Руководство по эксплуатации. 407.213.00.00.000 РЭ», согласованного ГЦИСИ ВНИИР 27.10.2000 года – блок электронный НОРД-ЭЗМ проверяют в соответствии с документом «Рекомендации. ГСИ. Центральные блоки обработки и индикации данных, суммирующие и вторичные приборы турбинных преобразователей расхода, входящих в состав узлов учета нефти. Методика поверки МИ 2035–95» |
| 10 | Датчик давления «Метран – 100» | МИ 4212–012–2001 «Датчики давления (измерительные преобразователи) типа «Метран». Методика поверки» |
| 11 | Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная | МИ 2974–2006 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором |
| 12 | Комплексы измерительно-вычислительные сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов «ОСТОПУС» («ОКТОПУС») | МП 0004–02–2012 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов «ОСТОПУС» («ОКТОПУС»). Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР «30» мая 2012 г. |
| 13 | Манометры для точных измерений типа МТИф | МИ 2124-90 «Рекомендации. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки» |
| 14 | Манометры для точных измерений типа МПТИ | МИ 2124-90 «Рекомендации. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки» |
| 15 | Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 | ГОСТ 8.279–78 Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки» |

| № п/п | Наименование СИ | Методика поверки |
|-------|--|---|
| 16 | Преобразователи давления измерительные серии 40 мод 4382 | МИ 1997–89 «Преобразователи давления измерительные. Методика поверки» |
| 17 | Преобразователь давления измерительный 40.4382 | МИ 1997–89 «Преобразователи давления измерительные. Методика поверки» |

Таблица 1.2 (Введена дополнительно, Изм. № 1)

1.8 Интервал между поверками СИ, входящих в состав СИКН – 1 год. Интервал между поверками установки поверочной трубопоршневой двунаправленной – 2 года. Интервал между поверками стеклянных термометров – 3 года.

1.8 (Измененная редакция, Изм. № 1)

1.9 Интервал между поверками СИКН – 1 года.

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

2.1 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

3.1 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 |
|-----------------------|---|
| 5.1 | 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 |
| 5.1 | Психрометр аспирационный М34, пределы измерений влажности от 10 % до 100 %, погрешность измерений ± 5 % |
| 5.1 | Термометр ртутный стеклянный ТЛ-4 (№ 2) с пределами измерений от 0 до 55 °С по ГОСТ 28498–90. Цена деления шкалы 0,1 °С |
| 7.4 | Калибратор многофункциональный МС5-R (далее – калибратор): диапазон воспроизведения силы постоянного тока ± 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm(0,02$ % показания + 1 мкА); диапазон воспроизведения последовательности импульсов 0...99999999 имп. (амплитуда сигнала от 0 до 12 В, погрешность $\pm(0,2$ В + 5 % от установленного значения) |

Примечание к таблице 3.1 (Исключено, Изм. № 1)

3.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СИКН с требуемой точностью.

3.2 (Измененная редакция, Изм. № 1)

3.3 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 специальную подготовку и имеющие удостоверения на право проведения поверки;

– прошедшие инструктаж по технике безопасности в установленном порядке;

– изучившие эксплуатационную документацию на СИКН, СИ, входящие в состав СИКН, и средства поверки.

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

5.1 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.

5.2 Вибрация, тряска, удары, наклоны, электрические и магнитные поля, кроме Земного, влияющие на работу приборов, должны отсутствовать.

6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные операции:

– проверяют заземление СИ, работающих под напряжением;

– эталонные СИ и вторичную («электрическую») часть СИКН устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;

– осуществляют соединение и подготовку к проведению измерений эталонных СИ и вторичной («электрической») части СИКН в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1 Проверка технической документации

7.1.1 Проверяют наличие следующей технической документации:

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

- наличие действующего калибровочного клейма и (или) сертификата о калибровке, и (или) заверенной подписью калибровщика и калибровочным клеймом записи в паспорте (формуляре) СИ, подлежащих калибровке

7.1.1 (Измененная редакция, Изм. № 1)

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

7.2 Внешний осмотр

7.2.1 При проведении внешнего осмотра СИКН контролируют:

- соответствие нанесенной маркировки на СИКН данным паспорта СИКН;
- выполнение требований технической документации к монтажу СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов СИКН;
- отсутствие вмятин и механических повреждений СИ и вспомогательных устройств, входящих в состав СИКН.

7.2.2 Проверяют состав и комплектность СИКН на основании сведений, содержащихся в паспорте на СИКН. При этом контролируют соответствие типа СИ, указанного в паспортах составных частей, записям в паспорте на СИКН.

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

7.3 Опробование

7.3.1 Подтверждение соответствия ПО СИКН

7.3.1.1 Подлинность и целостность 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 исходными, указанными в паспорте 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 метрологических характеристик измерительных каналов передачи и отображения аналоговых сигналов постоянного тока.

7.4.1.1 Отключают первичные преобразователи и подключают средства поверки к соответствующим каналам, включая линии связи. С помощью калибратора устанавливают на входе канала ввода аналогового сигнала (силы постоянного тока от 4 до 20 мА) СИКН электрический сигнал, соответствующий значениям измеряемого параметра. Задается не менее пяти значений измеряемого параметра, равномерно распределенных в пределах диапазона, включая крайние точки диапазона. В качестве реперных точек принимаются точки соответствующие 0, 25, 50, 75 и 100 % диапазона входного аналогового сигнала (от 4 до 20 мА).

Примечание – Здесь и далее по тексту в качестве крайних реперных точек указаны 0 и 100 % диапазона. Допускается применять любое другое значение в диапазоне от 0 до 1 % (в долях от 0 до 0,01) для нижней реперной точки и от 99 до 100% (в долях от 0,99 до 1,0) для верхней реперной точки.

7.4.1.2 Считывают значения входного сигнала с дисплеев комплексов измерительно-вычислительных комплекса сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов «ОСТОПУС» (далее – ИВК) или с монитора операторской станции.

7.4.1.3 По результатам измерений, выполненных в соответствии с 7.4.1.1 настоящей методики, в каждой реперной точке вычислить погрешность по формуле

$$\Delta_I = I_{изм} - I_{эт}, \quad (1)$$

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

$I_{изм}$ – значение силы тока, соответствующее показаниям ИВК в i -ой реперной точке, мА.

7.4.1.4 Результаты считаются положительными, если рассчитанная абсолютная погрешность для каждого канала ввода аналогового сигнала (от 4 до 20 мА) СИКН не выходит за пределы $\pm 0,015$ мА.

7.4.2 Определение метрологических характеристик измерительных каналов передачи и

отображения импульсных сигналов

7.4.2.1 С помощью калибратора на вход канала ввода импульсных сигналов ИВК СИКН фиксированное количество раз (не менее трех) подается импульсный сигнал с амплитудой от 1 до 24 В. Частота подаваемого сигнала от 10 до 1000 Гц.

7.4.2.2 Считывают значения входного сигнала с дисплеев ИВК или с монитора операторской станции.

7.4.2.3 По считанным значениям входного сигнала с монитора операторской станции управления СИКН вычисляют относительную погрешность по формуле

$$\delta_n = \frac{n_{изм} - n_{эм}}{n_{эм}}, \quad (2)$$

где $n_{изм}$ – количество импульсов, подсчитанное контроллером, имп.;

$n_{эм}$ – количество импульсов, заданное калибратором, имп.

7.4.2.4 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная относительная погрешность СИКН при измерении импульсного сигнала не выходит за пределы $\pm 0,025\%$.

7.4.3 Определение метрологических характеристик измерительных каналов передачи и отображения периода выходного сигнала преобразователей плотности.

7.4.3.1 Отключить первичный ИП плотности и к соответствующему каналу, включая линии связи, подключить калибратор, установленный в режим воспроизведения частотных сигналов, в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

7.4.3.2 Считывают значения входного сигнала с дисплеев ИВК или с монитора операторской станции

$$\Delta_T = T_{изм} - T_{эм} = \frac{1}{f_{изм}} - \frac{1}{f_{эм}}, \quad (3)$$

где $T_{эм}$ – период сигнала, заданного калибратором, с;

$T_{изм}$ – период сигнала, считанная с монитора СИКН, с;

$f_{эм}$ – частота сигнала, заданного калибратором, Гц;

$f_{изм}$ – частота сигнала, считанная с монитора СИКН, Гц.

7.4.3.3 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная абсолютная погрешность СИКН при измерении периода выходного сигнала преобразователей плотности в каждой реперной точке не выходит за пределы $\pm 0,01$ мкс.

7.4.4 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы (массового расхода) брутто нефти.

7.4.4. (Измененная редакция, Изм. № 1)

7.4.4.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти принимают равной погрешности расходомеров-счетчиков массовых.

7.4.4.2 Результаты поверки считаются положительными, если относительная погрешность СИКН при измерении массы брутто нефти не выходит за пределы $\pm 0,25\%$.

7.4.4.2 (Измененная редакция, Изм. № 1)

7.4.4.2.1 – 7.4.4.2.6 (Исключены, Изм. № 1)

7.4.5 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

7.4.5.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \sqrt{\left(\frac{\delta M}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta W_g)^2 + (\Delta W_n)^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left[1 - \frac{W_g + W_n + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (4)$$

где δM – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
 ΔW_g – абсолютная погрешность определений массовой доли воды, %;
 ΔW_n – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
 ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей, %;
 W_g – массовая доля воды в нефти, %;
 W_n – массовая доля механических примесей в нефти, %;
 W_{xc} – массовая доля хлористых солей 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.

7.4.5.2 Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений (Δ , % массы) вычисляют по формуле

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

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

7.4.5.3 Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей вычисляют по формуле

$$\Delta W_n = \sqrt{\frac{R_n^2 - 0,5 \cdot r_n^2}{2}}, \quad (6)$$

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

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

$$r_{xc} = \frac{0,1 \cdot r_{xcm}}{\rho_{изм}^d}, \quad (7)$$

где r_{xcm} – сходимость метода по ГОСТ 21534–76, мг/дм³.

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

$$\Delta W_{xc} = \sqrt{\frac{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}{2}}. \quad (8)$$

7.4.5.6 Абсолютную погрешность определений массовой доли воды, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{в}} = \sqrt{\frac{R_{\text{в}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{в}}^2}{2}}, \quad (9)$$

где $R_{\text{в}}$ – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, выраженная в массовых долях, %;
 $r_{\text{в}}$ – сходимости метода по ГОСТ 2477, выраженная в массовых долях, %.

7.4.5.7 Результаты расчета по формулам (5) – (9) округляют до третьего знака после запятой, по формуле (4) – до второго знака после запятой.

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

7.4.5 (Введен дополнительно, Изм. № 1)

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.

Приложение А (Исключено, Изм. № 1)