



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

**«УТВЕРЖДАЮ»**

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

« 15 » 12 2017 г.



**Государственная система обеспечения единства измерений**

**Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ  
«Грековская» ЦПНГ-5**

**МЕТОДИКА ПОВЕРКИ**

**МП 1512/4-311229-2017**

г. Казань  
2017

## СОДЕРЖАНИЕ

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

## 1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ «Грековская» ЦПНГ-5 (далее – СИКНС), зав. № 4059181, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

1.2 Интервал между поверками СИКНС – 3 года.

1.3 Поверка СИКНС проводится поэлементно. Поверка средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКНС, осуществляется в соответствии с их методиками поверки. В таблице 1 приведен перечень документов, устанавливающих методику поверки на СИ в составе СИКНС.

Таблица 1 – Перечень документов на методику поверки СИ в составе СИКНС

Наименование СИ	Методика поверки
Счетчик-расходомер массовый «ЭМИС-МАСС 260»	«ЭМ-260.000.000.000.01 МП «Инструкция. ГСИ. Счетчик-расходомер массовый «ЭМИС-МАСС 260». Методика поверки», утверждённая ГЦИ СИ ЗАО КИП «МЦЭ» 20 октября 2014 г.  При поверке на месте эксплуатации: «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые с частотно-импульсным выходом. Методика поверки передвижной поверочной установкой «ПУМА», утвержденному ФГУП ВНИИР 22.06.2004 г.
Датчик давления Метран-55	МИ 4212-012-2001 «Датчики (измерительные преобразователи) давления типа «Метран». Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» в 03.12.2001
Термопреобразователь сопротивления взрывобезопасный унифицированным выходным сигналом ТСПУ 9418	ДДС 2.821.971 МП «Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 9313, ТСМУ 9313, ТСПУ 9418, ТСМУ 9418» согласованная с ФГУП УНИИМ письмом № 221/4-4904 от 18.12.2000 г.
Влагомер нефти сырой ВСН-2	«Инструкция. ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-2. Методика поверки. МП 0016-2-2012», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 15.10.2012
Расходомер жидкости турбинный типа РТФ	«Государственная система обеспечения единства измерений. Расходомеры жидкости турбинные типов РТФ и РНФ. Методика поверки.», утвержденная ГЦИ СИ ГУП ВНИИМС в 1995г.  «Расходомеры жидкости турбинные образцовые типов РТФ и РНФ. Программа и методика метрологической аттестации.», является обязательным приложением паспорта расходомера жидкости турбинного и утверждена ГЦИ СИ ГУП ВНИИМС в 1995г.  «Расходомеры жидкости турбинные типов РТФ и РНФ. Методика поверки», согласованная с ВНИИР в 1992г.

Наименование СИ	Методика поверки
Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-Л»)	МП 0177-2-2014 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-Л»). Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 09 сентября 2014 г.

## 2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

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

Таблица 2 – 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	Результаты поверки	7.5
6	Оформление результатов поверки	8

## 3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

3.1 При проведении поверки СИКНС применяют эталоны и СИ, приведенные в таблице 3.

Таблица 3 – 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 $\pm 5$ %
5	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-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 0...999999999 имп. (амплитуда сигнала от 0 до 12 В, погрешность $\pm(0,2$ В + 5 % от установленного значения)

3.2 Допускается использование других эталонов и СИ с характеристиками, не уступающими характеристикам, указанным в таблице 2.

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 инструктаж по технике безопасности в установленном порядке;
- изучившие эксплуатационную документацию на СИКНС, СИ, входящие в состав СИКНС, и средства поверки.

## **5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ**

При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- |                                   |                   |
|-----------------------------------|-------------------|
| – температура окружающего воздуха | от 10 до 30 °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 средства обработки информации (далее – СОИ) СИКНС выдерживают при температуре указанной в разделе 5 не менее трех 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 СИКНС;
- паспорта на СИКНС;
- паспортов (формуляров) всех СИ, входящих в состав СИКНС;
- действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью поверителя и знаком поверки всех СИ, входящих в состав СИКНС;
- свидетельства о предыдущей поверке СИКНС (при периодической поверке);
- методики поверки на СИКНС.

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

## **7.2 Внешний осмотр**

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

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

7.2.3 Проверяют герметичность всех узлов соединений, контролируют отсутствие утечки рабочей среды, отсутствие механических повреждений и загрязнений, следов коррозии, посторонних шумов и вибраций.

7.2.4 Отсутствие обрывов и нарушения изоляции проводников кабелей и жгутов, влияющих на функционирование СИКНС.

7.2.5 Наличие и прочность крепления разъемов и органов управления СИКНС.

7.2.6 Проверяют целостность пломб и клейм на СИ, входящих в состав СИКНС.

7.2.7 Результаты внешнего осмотра считают положительными, если монтаж СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов СИКНС, внешний вид и комплектность СИКНС соответствуют требованиям технической документации.

## **7.3 Опробование**

### **7.3.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКНС**

7.3.1.1 Подлинность и целостность ПО СИКНС проверяют сравнением идентификационных данных ПО с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и отраженными в описании типа СИКНС.

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

7.3.1.3 Результаты подтверждения соответствия программного обеспечения СИКНС считают положительными, если:

– идентификационные данные ПО СИКНС совпадают с исходными, указанными в паспорте на СИКНС;

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

### **7.3.2 Проверка работоспособности СИКНС**

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

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

7.3.3 Результаты опробования считаются положительными, если выполняются требования по 7.3.1 и 7.3.2

## **7.4 Определение метрологических характеристик**

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

7.4.1.1 Отключают первичный измерительный преобразователь (далее – ИП) и к соответствующему каналу 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 дисплея комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-Л») (далее – ИВК) или с монитора автоматизированного рабочего места оператора (далее – АРМ оператора) и в каждой реперной точке рассчитывают приведенную погрешность преобразования токового сигнала  $\gamma_I$ , %, 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 СИКНС в  $i$ -ой реперной точке, мА;

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

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

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

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

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

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;

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

7.4.1.5 Операции по 7.4.1.1–7.4.1.4 повторяют для каждого задействованного измерительного канала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА).

7.4.1.6 Результаты определения погрешности преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА) считают положительными, если значения абсолютной погрешности преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА) в каждой реперной точке не выходят за пределы  $\pm 0,015$  мА.

7.4.2 Определение абсолютной погрешности СИКНС при подсчете количества импульсов (импульсного сигнала)

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

7.4.2.2 Фиксируют количество импульсов, накопленное ИВК.

7.4.2.3 С помощью калибратора подают последовательность импульсов (импульсный сигнал) из 20000 импульсов, предусмотрев синхронизацию начала счета.

7.4.2.4 Считывают значения входного сигнала с дисплея ИВК накопленное значение и вычисляют абсолютную погрешность  $\Delta_n$ , импульсы, по формуле

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

где  $n_{изм}$  – количество импульсов, подсчитанное ИВК, импульсы;  
 $n_{зад}$  – количество импульсов, заданное калибратором, импульсы.

7.4.2.5 Операции по 7.4.2.2 – 7.4.2.4 проводят не менее трех раз.

7.4.2.6 Результаты определения абсолютной погрешности СИКНС при подсчете количества импульсов (импульсного сигнала) считаются положительными, если относительная погрешность при подсчете количества импульсов (импульсного сигнала) не превышает  $\pm 0,005\%$ .

7.4.3 Определение пределов относительной погрешности СИКНС при измерении массы нетто нефти

7.4.3.1 Массу нетто сырой нефти  $M_n$ , т, вычисляют по формуле

$$M_n = M_c \cdot \left(1 - \frac{W_{pz} + W_{me}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{W_n + W_{xc}}{100}\right) \quad (4)$$

где  $M_c$  – масса сырой нефти, измеренная при помощи счетчика–расходомера массового, т;

$W_{pz}$  – массовая доля растворенного газа в сырой нефти, %;

$W_{me}$  – массовая доля воды в сырой нефти, %;

$W_n$  – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, определяемая в лаборатории по ГОСТ 6370–83;

$W_{xc}$  – массовая доля хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %, определяемая в соответствии с ГОСТ 21534–76.

7.4.3.2 Массовую долю растворенного газа в сырой нефти  $W_{pz}$ , %, вычисляют по формуле

$$W_{pz} = \frac{V_{pz} \cdot \rho_z}{\rho_{сн}^p} \cdot 100, \quad (5)$$

где  $V_{pz}$  – объемная доля растворённого газа в сырой нефти, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, приведенного к стандартным условиям, определяемая в соответствии с МИ 2575–2000;

$\rho_z$  – плотность газа в стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>, вычисленная по ГОСТ 31369–2008;

$\rho_{сн}^p$  – плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>.

7.4.3.3 Массовую долю воды в сырой нефти  $W_{me}$ , %, при изменении объемной доли воды влагомером нефти сырой ВСН–2 или в лаборатории, вычисляют по формуле

$$W_{me} = \frac{W_{ов} \cdot \rho_в^p}{\rho_{сн}^p} \quad (6)$$

где  $W_{ов}$  – объемная доля воды в сырой нефти, %, измеряемая влагомером нефти сырой ВСН–2 или в лаборатории;

$\rho_в^p$  – плотность пластовой воды в рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>.

7.4.3.4 Плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>, определяют по формуле

$$\rho_{сн}^p = \rho_n^p \cdot \left(1 - \frac{W_{ов}}{100}\right) + \rho_в^p \cdot \frac{W_{ов}}{100}, \quad (7)$$

где  $\rho_n^p$  – плотность обезвоженной дегазированной нефти в рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>, вычисленная согласно таблицам Р 50.2.076–2010.

7.4.3.5 В лаборатории массовую долю воды определяют по ФР.1.31.2014.17851 и ФР.1.29.2016.25448.

7.4.3.6 Массовую долю хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти



$W_{xc}$ , %, вычисляют по формуле:

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_c}{\rho_n}, \quad (8)$$

где  $\varphi_c$  – концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм<sup>3</sup> (г/м<sup>3</sup>), определяют в лаборатории по ГОСТ 21534–76;

$\rho_n$  – плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведённая к стандартным условиям, кг/м<sup>3</sup>, определяемая в лаборатории по ГОСТ 3900–82.

7.4.3.7 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти  $\delta_{M_n}$ , %, в соответствии с МИ 2693–2001, вычисляют по формуле

$$\delta_{M_n} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{Mc}^2 + \left( \frac{\Delta W_{me}}{1 - \frac{W_{me}}{100}} \right)^2 + \left( \frac{\Delta W_{c2}}{1 - \frac{W_{c2e}}{100}} \right)^2 + \left( \frac{\Delta W_{p2}}{1 - \frac{W_{p2e}}{100}} \right)^2 + \left( \frac{\Delta W_n}{1 - \frac{W_n}{100}} \right)^2 + \left( \frac{\Delta W_{xc}}{1 - \frac{W_{xc}}{100}} \right)^2}, \quad (9)$$

где  $\delta_{Mc}$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерения счетчика-расходомера массового %;

$\Delta W_{me}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в сырой нефти, %;

$W_{me}$  – верхний предел измерений массовой доли воды в сырой нефти, %;

$\Delta W_{c2}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли свободного газа в сырой нефти, %;

$W_{c2e}$  – верхний предел измерений массовой доли свободного газа в сырой нефти, %, принимается равным нулю;

$\Delta W_{p2}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %;

$W_{p2e}$  – верхний предел измерений массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %;

$\Delta W_n$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

$W_{p2e}$  – верхний предел измерений массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

$\Delta W_{xc}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

$W_{xc}$  – верхний предел измерений массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %.

7.4.3.8 Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в сырой нефти  $\Delta W_{me}$ , %, при измерении влагомером нефти сырой ВСН–2 или в лаборатории, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{me} = \pm \frac{\Delta W_{ov} \cdot \rho_e^p}{\rho_{сн}^p}, \quad (10)$$

где  $\Delta W_{ov}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в сырой нефти, принимаемой равной пределам допускаемой абсолютной погрешности влагомера нефти сырой ВСН–2 или влагомера сырой нефти лабораторного ВСН–Л–01, в зависимости от выбранного метода измерений, %.

7.4.3.9 Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в сырой нефти  $\Delta W_{me}$ , %, при измерении массовой доли воды в лаборатории по

ФР.1.31.2014.17851, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{мв} = \pm \frac{W_{мв} \cdot \delta_{мв}}{100}, \quad (11)$$

где  $\delta_{мв}$  – пределы относительной погрешности измерений массовой доли воды в дегазированной нефти по ФР.1.31.2014.17851.

7.4.3.10 Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли свободного газа  $\Delta W_{сз}$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{сз} = \pm \frac{\Delta V_{сз} \cdot \left( \frac{p_n + p_{см}}{p_{см}} \right) \cdot \rho_z}{\rho_{сн}^p}, \quad (12)$$

где  $\Delta V_{сз}$  – пределы абсолютной погрешности определения объемной доли свободного газа в сырой нефти по МИ 2575–2000, не более  $\pm 0,1$  %;

$p_n$  – давление в СИКНС, МПа;

$p_{см}$  – абсолютное давление в стандартных условиях, равное 0,101325 МПа.

7.4.3.11 Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли растворенного газа  $\Delta W_{рз}$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{рз} = \pm \frac{\Delta V_{рз} \cdot \rho_z}{\rho_{сн}^p} \cdot 100, \quad (13)$$

где  $\Delta V_{рз}$  – пределы абсолютной погрешности определения объемной доли растворенного газа при стандартных условиях в единице объема сырой нефти при рабочих условиях по МИ 2575–2000, не более  $\pm 0,1$  %.

7.4.3.12 Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли механических примесей,  $\Delta W_{хс}$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{хс} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_c}{\rho_n}, \quad (14)$$

где  $\Delta \varphi_c$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм<sup>3</sup> (г/м<sup>3</sup>).

7.4.3.13 Абсолютные погрешности измерений массовых долей механических примесей и хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580.

7.4.3.14 Для доверительной вероятности  $P=0,95$  и двух измерений соответствующего показателя сырой нефти абсолютную погрешность  $\Delta W_i$ , %, измерений  $i$  показателя вычисляют по формуле

$$\Delta W_i = \pm \sqrt{\frac{R_i^2 - r_i^2 \cdot 0,5}{2}}, \quad (15)$$

где  $R_i, r_i$  – воспроизводимость и сходимостъ методов определения  $i$  показателей качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 21534, 6370, %, массовых долей.

7.4.3.15 Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной  $2r_{хс}$ . Значение сходимости метода  $r_{хс}$ , мг/дм<sup>3</sup>, в соответствии с ГОСТ 21534 переводят в массовые доли по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{хс}}{\rho_n^2}. \quad (16)$$

7.4.3.16 Результаты определения пределов относительной погрешности СИКНС при измерении массы нетто нефти считают положительными, если рассчитанные пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти не превышают следующих

значений:

а) пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в ней влагомером поточным, %, не более, в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти:

– от 0 до 10 % включ.	±1,2
– св. 10 до 20 % включ.	±1,3
– св. 20 до 50 % включ.	±2,0
– св. 50 до 60 % включ.	±3,2

б) пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в лаборатории, %, не более, в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти:

– от 0,03 до 10 % включ.	±3,0
– св. 10 до 20 % включ.	±3,4
– св. 20 до 50 % включ.	±31,7
– св. 50 до 60 % включ.	±38,0

7.4.4 Результаты определения метрологических характеристик считаются положительными, если выполняются требования по 7.4.1 – 7.4.4.

### **7.5 Результаты поверки**

7.5.1 Результаты поверки СИКНС считают положительными, если результаты мероприятий по 7.1 – 7.4 положительные.

## **8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ**

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКНС 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 СИКНС 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 СИКНС с указанием причин непригодности.