



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

«УТВЕРЖДАЮ»

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



2017 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и параметров сырой нефти
на ДНС «Казанская»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 1512/2-311229-2017

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 сырой нефти на ДНС «Казанская» (далее – СИКНС), зав. № 126088, 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»	<p>«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.</p> <p>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.</p>
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	ДДШ 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	<p>«Государственная система обеспечения единства измерений. Расходомеры жидкости турбинные типов РТФ и РНФ. Методика поверки.», утвержденная ГЦИ СИ ГУП ВНИИМС в 1995г.</p> <p>«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.</p> <p>«Расходомеры жидкости турбинные типов РТФ и РНФ. Методика поверки», согласованная с ВНИИР в 1992г.</p>
Комплекс вычислительный («ОСТОПУС-L») (»ОСТОПУС-L»)	МП 0177-2-2014 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-L» («ОСТОПУС-L»). 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 ± 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...9999999 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 25 °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 **Ошибка! Источник ссылки не найден. Ошибка! Источник ссылки не найден.**

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 γ_1 , %, по формуле

$$\gamma_1 = \frac{I_{изм} - I_{эт}}{I_{max} - I_{min}} \cdot 100, \quad (1)$$

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

- $I_{эт}$ – 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 СИКНС можно просмотреть только в единицах измеряемой величины, то при линейной функции преобразования значения тока $I_{изм}$, мА, рассчитывают по формуле

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

- где
- $X_{I_{max}}$ – максимальное значение измеряемого параметра, соответствующее максимальному значению границы диапазона аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), в абсолютных единицах измерений;
 - $X_{I_{min}}$ – минимальное значение измеряемого параметра, соответствующее минимальному значению границы диапазона аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), в абсолютных единицах измерений;
 - $X_{I_{изм}}$ – 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 Δ_n , импульсы, по формуле

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

- 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 поверки 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

$$M_n = M_c \cdot \left(1 - \frac{W_{p2} + W_{ms}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{W_n + W_{xc}}{100}\right), \quad (4)$$

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

- W_{p2} – массовая доля растворенного газа в сырой нефти, %;
 $W_{mв}$ – 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_{p2} , %, вычисляют по формуле

$$W_{p2} = \frac{V_{p2} \cdot \rho_2}{\rho_{сн}^p} \cdot 100, \quad (5)$$

- где V_{p2} – объемная доля растворенного газа в сырой нефти, м³/ м³, приведенного к стандартным условиям, определяемая в соответствии с МИ 2575–2000;
 ρ_2 – плотность газа в стандартных условиях, кг/м³, вычисленная по ГОСТ 31369–2008;
 $\rho_{сн}^p$ – плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м³.

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

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

- 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/м³.

7.4.3.4 Плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м³, 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 ρ_n^p – плотность обезвоженной дегазированной нефти в рабочих условиях, кг/м³, 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 или с помощью влагомера сырой нефти лабораторного ВСН–Л01.

7.4.3.6 Массовую долю хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти W_{xc} , %, вычисляют по формуле:

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

- где ϕ_c – концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм³ (г/м³), определяют в лаборатории по ГОСТ 21534–76;
 ρ_n – плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенная к стандартным условиям, кг/м³, определяемая в лаборатории по ГОСТ 3900–82.

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

$$\delta_{M_n} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{Mc}^2 + \left(\frac{\Delta W_{mв}}{1 - \frac{W_{mв}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{с2}}{1 - \frac{W_{с2в}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{p2}}{1 - \frac{W_{p2в}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_n}{1 - \frac{W_{nв}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{xc}}{1 - \frac{W_{xcв}}{100}}\right)^2}, \quad (9)$$

- где δ_{Mc} – пределы допускаемой относительной погрешности измерения счетчика-расходомера массового %;
 $\Delta W_{mв}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой

- доли воды в сырой нефти, %;
- W_{mv} – верхний предел измерений массовой доли воды в сырой нефти, %;
- ΔW_{cz} – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли свободного газа в сырой нефти, %;
- W_{cgv} – верхний предел измерений массовой доли свободного газа в сырой нефти, %, принимается равным нулю;
- ΔW_{pz} – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %;
- W_{pzv} – верхний предел измерений массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %;
- ΔW_{nv} – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;
- W_{pzv} – верхний предел измерений массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;
- ΔW_{xc} – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;
- W_{xsv} – 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 ΔW_{mv} , %, при измерении влагомером нефти сырой ВСН-2 или в лаборатории, вычисляют по формуле

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

где ΔW_{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 ΔW_{mv} , %, при измерении массовой доли воды в лаборатории по ФР.1.31.2014.17851, вычисляют по формуле

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

где δ_{mv} – 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 ΔW_{cz} , %, вычисляют по формуле

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

где ΔV_{cz} – 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_{cm} – абсолютное давление в стандартных условиях, равное 0,101325 МПа.

7.4.3.11 Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли растворенного газа ΔW_{pz} , %, вычисляют по формуле

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

где ΔV_{pe} – 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, ΔW_{xc} , %, вычисляют по формуле

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

где $\Delta \phi_c$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм³ (г/м³).

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 ΔW_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 сходимость 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 $2r_{xc}$. Значение сходимости метода r_{xc} , мг/дм³, в соответствии с ГОСТ 21534 переводят в массовые доли по формуле

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

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 50 до 70 % включ. $\pm 4,6$
- св. 70 до 80 % включ. $\pm 10,4$
- св. 80 до 95 % включ. $\pm 41,7$

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

- св. 50 до 70 % включ $\pm 64,9$

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

- от 50 до 70 % включ. $\pm 2,3$
- св. 70 до 80 % включ. $\pm 4,2$
- св. 80 до 95 % включ. $\pm 11,1$

7.4.3.17 Результаты определения метрологических характеристик считаются положительными, если выполняются требования по 7.4.1 – 7.4.3.

7.5 Результаты поверки

7.5.1 Результаты поверки СИКНС считают положительными, если результаты мероприятий по 7.1 – 7.3.3 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». Протокол поверки оформляют в виде приложения к свидетельству 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.