



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

«УТВЕРЖДАЮ»

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

« 15 » 12 2017 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и параметров нефти сырой
на СУ-14 ЦПНГ-3**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 1512/3-311229-2017

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	10

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой на СУ-14 ЦПНГ-3 (далее – СИКНС), зав. № 928911, 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
Расходомер-счетчик массовый OPTIMASS x400	МП РТ 1902-2013 «ГСИ. Расходомеры счётчики массовые OPTIMASS. Методика поверки», утвержденная руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 12 апреля 2013 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	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	«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.
Комплекс вычислительный («ОСТОПУС-L»)	измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-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...99999999 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 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 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 СИКНС 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 СИКНС можно просмотреть только в единицах измеряемой величины, то при линейной функции преобразования значения тока $I_{\text{изм}}$, мА, рассчитывают по формуле

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

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;

$X_{\text{Изм}}$ – 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 Δ_n , импульсы, по формуле

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

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

$n_{\text{зад}}$ – 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

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

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, м³/ м³, приведенного к стандартным условиям, определяемая в соответствии с МИ 2575–2000;
- ρ_z – 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_{me} , %, при изменении объемной доли воды влагомером нефти сырой ВСН–2 или в лаборатории, вычисляют по формуле

$$W_{me} = \frac{W_{ос} \cdot \rho_a^p}{\rho_{сн}^p}, \quad (6)$$

- где $W_{ос}$ – объемная доля воды в сырой нефти, %, измеряемая влагомером нефти сырой ВСН–2 или в лаборатории;
- ρ_a^p – плотность пластовой воды в рабочих условиях, кг/м³.

7.4.3.4 Плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м³, определяют по формуле

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

- 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.

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 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, приведённая 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

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

- где δ_{Mc} – пределы допускаемой относительной погрешности измерения счетчика-расходомера массового %;
- ΔW_{me} – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой

доли воды в сырой нефти, %;

- $W_{мв}$ – верхний предел измерений массовой доли воды в сырой нефти, %;
- $\Delta W_{сз}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли свободного газа в сырой нефти, %;
- $W_{сзв}$ – верхний предел измерений массовой доли свободного газа в сырой нефти, %, принимается равным нулю;
- $\Delta W_{рз}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %;
- $W_{рзв}$ – верхний предел измерений массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %;
- $\Delta W_{нв}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;
- $W_{рзв}$ – верхний предел измерений массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;
- $\Delta W_{хс}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;
- $W_{хсв}$ – 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 $\Delta W_{мв}$, %, при измерении влагомером нефти сырой ВСН–2 или в лаборатории, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{мв} = \pm \frac{\Delta W_{ов} \cdot \rho_в^p}{\rho_{сн}^p}, \quad (10)$$

где $\Delta W_{ов}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в сырой нефти, принимаемой равной пределам допускаемой абсолютной погрешности влагомера нефти сырой ВСН–2, %.

7.4.3.9 Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в сырой нефти $\Delta W_{мв}$, %, 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

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

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;

$p_{сн}$ – 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

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

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, ΔW_{xc} , %, вычисляют по формуле

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

где $\Delta \varphi_c$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/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 сходимости 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 0 до 10 % включ.	$\pm 1,2$
– св. 10 до 20 % включ.	$\pm 1,3$
– св. 20 до 50 % включ.	$\pm 2,1$
– св. 50 до 70 % включ..	$\pm 4,4$

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.	$\pm 3,3$
– св. 10 до 20 % включ.	$\pm 3,4$
– св. 20 до 50 % включ.	$\pm 32,8$
– св. 50 до 70 % включ..	$\pm 61,2$

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 – 7.4 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». 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.