



**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 показателей качества нефти №501 на**  
**Нижневартовском центральном товарном парке Самотлорского**  
**месторождения АО «Самотлорнефтегаз»**

**МЕТОДИКА ПОВЕРКИ**

(с изменением № 1)

**МП 0812/1-311229-2015**

г. Казань  
2017

## СОДЕРЖАНИЕ

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

## 1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти №501 на Нижневартовском центральном товарном парке Самотлорского месторождения АО «Самотлорнефтегаз» (далее – СИКН), заводской № 01, изготовленную ООО «ИМС Индастриз», г. Москва, принадлежащую АО «Самотлорнефтегаз», г. Нижневартовск, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

1.2 СИКН предназначена для измерения массы брутто товарной нефти (далее – нефть), определения показателей качества нефти и массы нетто нефти.

1.3 Принцип действия СИКН основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы сбора и обработки информации входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от преобразователей объемного расхода (далее – ТПР), преобразователей давления, температуры и плотности.

СИКН реализует косвенный метод динамических измерений массы брутто нефти с помощью ТПР. Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта.

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

1.5 В состав СИКН входят:

- два входных коллектора (DN 400);
- блок фильтров и насосов (далее – БФиН);
- блок измерительных линий (далее – БИЛ) с пятью рабочими измерительными линиями (далее – ИЛ) (DN 150) и тремя резервными ИЛ (DN 150);
- два выходных коллектора (DN 400);
- блок измерений показателей качества нефти (далее – БИК);
- блок трубопоршневой поверочной установки (далее – ТПУ);
- блок обвязки ТПУ;
- система сбора и обработки информации (далее – СОИ).

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

Таблица 1.1 – Состав СИКН

№ п/п	Наименование СИ	Регистрационный номер
<b>Входной коллектор</b>		
1	Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051TG	14061-99
		14061-04
		14061-10
2	Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	26803-06
		26803-04
3	Манометры для точных измерений МТИ	1844-63
<b>БФиН</b>		
1	Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051TG	14061-99
		14061-04
		14061-10
2	Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	26803-06
		26803-04
3	Манометры для точных измерений МТИ	1844-63

№ п/п	Наименование СИ	Регистрационный номер
<b>БИК</b>		
1	Денсиметры SARASOTA модификации FD960	19879-06
2	Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10
3	Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051TG	14061-99
		14061-04
		14061-10
4	Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644	27129-04
5	Датчики температуры 644	39539-08
6	Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	14683-00
7	Преобразователи измерительные 644	14683-04
8	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-11
9	Счетчики жидкости турбинные CRA/MRT 97	22214-01
10	Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	26803-06
		26803-04
11	Манометры для точных измерений МТИ	1844-63
12	Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 №2	303-91
<b>БИЛ</b>		
1	Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 150 мм модели TZ-N 150-600	15427-01
2	Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051TG	14061-99
		14061-04
		14061-10
3	Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644	27129-04
4	Датчики температуры 644	39539-08
5	Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	14683-00
6	Преобразователи измерительные 644	14683-04
7	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-11
8	Манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3 модификации 333.50	17159-08
9	Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	26803-06
		26803-04
10	Манометры для точных измерений МТИ	1844-63
11	Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 №2	303-91
12	Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051CD	14061-99
		14061-04
		14061-10
<b>Выходной коллектор</b>		
1	Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051TG	14061-99
		14061-04
		14061-10
2	Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644	27129-04
3	Датчики температуры 644	39539-08
4	Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	14683-00
5	Преобразователи измерительные 644	14683-04
6	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-11

№ п/п	Наименование СИ	Регистрационный номер
7	Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	26803-06 26803-04
8	Манометры для точных измерений МТИ	1844-63
9	Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 №2	303-91
<b>Блок ТПУ</b>		
1	Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная	53294-13
2	Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051TG	14061-99 14061-04 14061-10
3	Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644	27129-04
4	Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-3144	
5	Датчики температуры 644	39539-08
6	Датчики температуры 3144Р	
7	Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	14683-00
8	Преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры	
9	Преобразователи измерительные 644	14683-04
10	Преобразователи измерительные 3144Р	
11	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-11
12	Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	26803-06 26803-04
13	Манометры для точных измерений МТИ	1844-63
14	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2	303-91
<b>СОИ</b>		
1	Комплексы измерительно-вычислительные «ИМЦ-03» (далее – ИВК)	19240-00
2	Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии $\mu Z600$ моделей $\mu Z 630+$ , $\mu Z 680+$	28979-05
3	Автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора СИКН с программным обеспечением «АРМ оператора «ФОРВАРД»	–

1.7 Поверка СИКН проводится поэлементно: поверка СИ, входящих в состав СИКН, осуществляется в соответствии с их методиками поверки.

1.8 Интервал между поверками СИ, входящих в состав СИКН, – 1 год.

1.9 Интервал между поверками стационарной поверочной установки – 2 года.

1.10 Интервал между поверками стеклянных термометров – 3 года.

1.11 Интервал между поверками СИКН – 1 год.

## 2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть выполнены операции, приведенные 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	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 измерений $\pm 5$ %
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	Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА: диапазон установки тока от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой абсолютной погрешности установки тока $\pm 3$ мкА; диапазон задания количества импульсов в пачке канала «N» от 10 до $5 \cdot 10^8$ имп., пределы допускаемой абсолютной погрешности задания количества импульсов в пачке $\pm 2$ имп.; диапазон задания периода импульсных последовательностей: каналы «F1», «F2» от 66,625 до $8,13 \cdot 10^3$ мкс, каналы «F3», «F4» от 66,625 до $10 \cdot 10^6$ мкс; пределы допускаемой относительной погрешности задания периода импульсных последовательностей $\pm 5 \cdot 10^{-4}$ %

3.2 Допускается использование других эталонов и СИ по своим характеристикам не уступающим указанным в таблице 3.1.

3.3 Все применяемые СИ должны иметь действующие поверительные клейма или свидетельства о поверке.

### 4 ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ 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 эксплуатационной документацией оборудования, его компонентов и применяемых средств поверки.

4.2 К работе по поверке должны допускаться лица:

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

## 5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

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

## 6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные операции:

- проверяют заземление СИ, работающих под напряжением;
- эталонные СИ и СОИ СИКН 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 СИКН устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;
- осуществляют соединение и подготовку к проведению измерений эталонных СИ и СОИ СИКН 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 СИКН;
- наличие паспорта СИКН;
- наличие свидетельства о предыдущей поверке СИКН (при периодической поверке);
- наличие паспортов СИ, входящих в состав СИКН;
- наличие действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в состав СИКН, которые подлежат поверке;
- наличие действующих сертификатов о калибровке СИ, входящих в состав СИКН, которые подлежат калибровке.

7.1.2 В таблице 7.1 приведены нормативные документы на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

Таблица 7.1 – Нормативные документы на поверку СИ, входящих в состав СИКН

Наименование СИ	Нормативный документ
Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051TG	(Регистрационный номер 14061-99) МИ 1997–89 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки
	(Регистрационный номер 14061-04) МИ 1997–89 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки
	(Регистрационный номер 14061-10) Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки

Наименование СИ	Нормативный документ
Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644	МИ 2889–2004 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ моделей 65-244, 65-644, 65-3144, 65-3244. Методика поверки
Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-3144	Инструкция. Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки
Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	МИ 2470–2000 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы FISHER-ROSEMOUNT, США. Методика периодической поверки
Преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры	Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки
Преобразователи измерительные 644	ГОСТ 8.461–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки
Преобразователи измерительные 3144Р	МИ 2302–0006–2006 Денсиметры SARASOTA FD900. Методика поверки; МИ 2816-2012 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	МИ 2366–2005 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки
Денсиметры SARASOTA FD900 модификации FD960	МИ 3380–2012 Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 1974–2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 150 мм модели TZ-N 150-600	Счетчики жидкости турбинные CRA/MRT 97. Методика поверки
Счетчики жидкости турбинные CRA/MRT 97	(Регистрационный номер 14061-99) МИ 1997–89 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки
Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051CD	(Регистрационный номер 14061-04) МИ 1997–89 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки



Наименование СИ	Нормативный документ
Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051CD	(Регистрационный номер 14061-10) Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279–79 Государственная система обеспечения единства измерений. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	МИ 2124–90 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки
Манометры для точных измерений МТИ	
Манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3 модификации 333.50	
Комплексы измерительно-вычислительные «ИМЦ-03»	МИ 2587–2005 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03. Методика поверки
Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии $\mu$ Z600	Измерительные преобразователи (барьеры искрозащиты) серии $\mu$ Z600 фирмы Pepperl+Fuchs Elcon s.r.l., Италия. Методика поверки
Установка трубопоршневая поверочная 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

**Таблица (Измененная редакция, Изм. № 1)**

7.1.3 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 выполнение требований технической документации к монтажу СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов СИКН.

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

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

## **7.3 Опробование**

### **7.3.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН**

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

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

7.3.1.3 Результаты опробования считают положительными, если идентификационные

данные ПО совпадают с исходными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и отраженными в описании типа СИКН, а также исключается возможность несанкционированного доступа к ПО СИКН и обеспечивается аутентификация.

### **7.3.2 Проверка работоспособности СИКН при задании входных сигналов с помощью калибратора в СОИ без определения метрологических характеристик**

7.3.2.1 Приводят СИКН в рабочее состояние в соответствии с технической документацией СИКН. Проверяют прохождение сигналов калибратора, имитирующих измерительные сигналы. Проверяют на мониторе АРМ оператора показания по регистрируемым в соответствии с конфигурацией СИКН параметрам технологического процесса.

7.3.2.2 Результаты опробования считают положительными, если при увеличении/уменьшении значения входного сигнала соответствующим образом изменяются значения измеряемой величины на мониторе АРМ оператора.

### **7.4 Определение метрологических характеристик**

#### **7.4.1 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти**

7.4.1.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти  $\delta_{Mb}$ , кг/ч, при косвенном методе динамических измерений рассчитывают по формуле

$$\delta_{Mb} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + \delta_\rho^2 + \delta_T^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

- где  $\delta_V$  – пределы относительной погрешности измерений объема нефти, %;  
 $\delta_\rho$  – пределы относительной погрешности измерений плотности нефти, %;  
 $\delta_T$  – составляющая относительной погрешности измерений массы брутто нефти за счет абсолютных погрешностей измерений температуры нефти при измерениях ее объема и плотности, %;  
 $\delta_N$  – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при преобразовании входных электрических сигналов в значения объема продукта, %.

7.4.1.2 Значение  $\delta_T$ , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_T = \pm \left[ \frac{\beta' \cdot 100}{1 + \beta' \cdot (T_\rho - T_V)} \right] \cdot \sqrt{\Delta_{T\rho}^2 + \Delta_{TV}^2}, \quad (2)$$

- где  $\beta'$  – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (согласно приложению А ГОСТ 8.595–2004);  
 $T_\rho$  – температура нефти при измерениях плотности нефти, °С;  
 $T_V$  – температура нефти при измерениях объема нефти, °С;  
 $\Delta_{T\rho}$  – пределы абсолютной погрешности измерений температуры нефти при измерениях ее плотности ( $T_\rho$ ), %;  
 $\Delta_{TV}$  – пределы абсолютной погрешности измерений температуры нефти при измерениях ее объема ( $T_V$ ), %.

7.4.1.3 Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность СИКН при измерении массы брутто нефти, рассчитанная по формуле (1), не выходит за пределы  $\pm 0,25$  %.

#### **7.4.2 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти**

7.4.2.1 Относительную погрешность СИКН при измерении массы нетто нефти  $\delta M_n$ , %, рассчитывают по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \sqrt{\left(\frac{\delta_{M6}}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta W_6)^2 + (\Delta W_{mn})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left[1 - \frac{W_6 + W_{mn} + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (3)$$

где  $\delta_{M6}$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;

$\Delta W_6$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти, %;

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

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

$W_6$  – массовая доля воды в нефти, %;

$W_{mn}$  – массовая доля механических примесей в нефти, %;

$W_{xc}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

7.4.2.2 Абсолютную погрешность определения объемной доли воды в нефти в лаборатории  $\Delta\varphi_6$ , %, рассчитывают по формуле

$$\Delta\varphi_6 = \sqrt{\frac{R_6^2 - 0,5 \cdot r_6^2}{2}}, \quad (4)$$

где  $R_6$  – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477–65, выраженная в объемных долях, %;

$r_6$  – сходимостъ метода по ГОСТ 2477–65, выраженная в объемных долях, %.

7.4.2.3 Абсолютную погрешность определения массовой доли воды в нефти в лаборатории  $\Delta W$ , %, рассчитывают по формуле

$$\Delta W_6 = \frac{\Delta\varphi_6 \cdot \rho_6^{\varphi_6}}{\rho_n^{\varphi_6}}, \quad (5)$$

где  $\rho_6^{\varphi_6}$  – плотность дистиллированной воды в условиях измерения объемной доли воды в нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_n^{\varphi_6}$  – плотность нефти в условиях измерения объемной доли воды в нефти, кг/м<sup>3</sup>.

7.4.2.4 Абсолютную погрешность определения массовой доли механических примесей в нефти в лаборатории  $\Delta W_{mn}$ , %, рассчитывают по формуле

$$\Delta W_{mn} = \sqrt{\frac{R_{mn}^2 - 0,5 \cdot r_{mn}^2}{2}}, \quad (6)$$

где  $R_{mn}$  – воспроизводимость метода по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %;

$r_{mn}$  – сходимостъ метода по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %.

7.4.2.5 Абсолютную погрешность определения массовой доли хлористых солей в нефти в лаборатории  $\Delta W_{xc}$ , %, рассчитывают по формуле

$$\Delta W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\Delta\varphi_{xc}}{\rho_{изм}^d}, \quad (7)$$

где  $\Delta\varphi_{xc}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>;

$\rho_{изм}^d$  – плотность нефти, измеренная преобразователем плотности, кг/м<sup>3</sup>.

7.4.2.6 Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения концентрации хлористых солей в нефти  $\Delta\varphi_{xc}$ , %, рассчитывают по формуле

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

где  $R_{xc}$  – воспроизводимость метода по ГОСТ 21534–76, %;

$r_{xc}$  – сходимость метода по ГОСТ 21534–76, %.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–76 принимают равной удвоенному значению сходимости метода по ГОСТ 21534–76.

7.4.2.7 Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность СИКН при измерении массы нетто нефти, рассчитанная по формуле (3), не выходит за пределы  $\pm 0,35$  %.

## 8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом с указанием даты и места проведения поверки, условий поверки, применяемых эталонов, результатов расчета погрешности.

8.2 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».

8.3 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.