



## ООО «Метрологический центр СТП»

Регистрационный № 30151-11 от 01.10.2011 г.

в Государственном реестре средств измерений

«УТВЕРЖДАЮ»

Руководитель ГЦИ СИ

Технический директор

ООО «Метрологический центр СТП»

 И.А. Яценко

 2014 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти  
для ПСП на м. Каменный Новопортовского месторождения**

**МЕТОДИКА ПОВЕРКИ**

**МП 124-30151-2014**

г. Казань

2014

## **СОДЕРЖАНИЕ**

1 Введение	3
2 Операции поверки	5
3 Средства поверки	5
4 Требования к технике безопасности и требования к квалификации поверителей	6
5 Условия поверки	7
6 Подготовка к поверке	7
7 Проведение поверки	7
8 Оформление результатов поверки	13

## **1 ВВЕДЕНИЕ**

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на «Систему измерений количества и показателей качества нефти для ПСП на м. Каменный Новопортовского месторождения», принадлежащую ООО «Газпром нефть Новый Порт» и изготовленную по технической документации ООО «ИМС Индастриз», г. Москва.

1.2 Настоящая методика поверки устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию и периодической поверки при эксплуатации, а также после ремонта.

1.3 Система измерений количества и показателей качества нефти для ПСП на м. Каменный Новопортовского месторождения (далее – СИКН) предназначена для измерения массы брутто товарной нефти (далее – нефть), показателей качества нефти и определения массы нетто нефти при учетно-расчетных операциях.

СИКН реализует косвенный метод динамических измерений массы брутто нефти по ГОСТ 8.595 с помощью преобразователей объемного расхода, поточных преобразователей плотности, преобразователей температуры, давления, влагосодержания и системы обработки информации.

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:

- входной коллектор (DN 700);
- блок измерительных линий (далее – БИЛ) с тремя рабочими измерительными линиями (далее – ИЛ) (DN 250) и одной контрольно-резервной ИЛ (DN 250);
- выходной коллектор (DN 700) с пробозаборным устройством по ГОСТ 2517;
- блок измерений показателей качества нефти (далее – БИК);
- блок трубопоршневой поверочной установки (далее – ТПУ);
- коллектор выхода на ТПУ (DN 300);
- блок эталонной поверочной установки ТПУ (далее – БЭПУ ТПУ);
- система сбора и обработки информации (далее – СОИ).

1.6 Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКН, указаны в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование СИ	Госреестр №
<b>Приборы контрольно-измерительные показывающие</b>		
1.	Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	26803-11
2.	Манометр деформационный с трубчатой пружиной серии 2	15142-08
3.	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	303-91

№ п/п	Наименование СИ	Госреестр №
<b>Входной коллектор</b>		
1	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051TG	14061-10
<b>БИЛ</b>		
1	Преобразователь расхода жидкости турбинный геликоидный НТМ10	38725-08
2	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051TG	14061-10
3	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	22257-11
4	Датчик температуры 644	39539-08
5	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051CD	14061-10
<b>Выходной коллектор</b>		
1.	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051TG	14061-10
2.	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	22257-11
3.	Датчик температуры 644	39539-08
<b>БИК</b>		
1	Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835В	52638-13
2	Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	14557-10
3	Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный 7829	15642-06
4	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051CD	14061-10
5	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051TG	14061-10
6	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	22257-11
7	Датчик температуры 644	39539-08
8	Расходомер ультразвуковой UFM 3030К	45410-10
<b>Блок ТПУ</b>		
1.	Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB-2000	44252-10
2.	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051TG	14061-10
3.	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	22257-11
4.	Датчик температуры 644	39539-08
<b>Блок эталонной поверочной установки ТПУ</b>		
1.	Весы электронные К модификации KES1500	45158-10
2.	Компаратор весовой ВК-20М	27744-09
3.	Гири с номинальным значением массы 20 кг и класса точности М1	30728-05
4.	Гиря массой 20 кг класса точности F1	52768-13
5.	Мерник образцовый Seraphin	22514-02
6.	Счетчик (преобразователь) жидкости лопастной Dy 3" модели ST-75-SS	12749-05
7.	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051TG	14061-10
8.	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	22257-11
9.	Датчик температуры 644	39539-08

№ п/п	Наименование СИ	Госреестр №
<b>СОИ</b>		
1	Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03 (далее – ИВК)	19240-11
2	Контроллер программируемый SIMATIC S7-400H	15773-11
3	АРМ оператора СИКН с ПО «АРМ оператора «ФОРВАРД»	–

1.7 Проверка СИКН проводится поэлементно:

- поверка первичных измерительных преобразователей (далее – ИП), входящих в состав СИКН, осуществляется в соответствии с их методиками поверки;
- вторичную («электрическую») часть СИКН, включая линии связи, проверяют на месте эксплуатации СИКН в соответствии с настоящей методикой поверки;
- метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) СИКН определяют расчетным методом в соответствии с настоящей методикой поверки.

1.8 Интервал между поверками СИ, входящих в состав СИКН – в соответствии с методиками поверки на эти СИ.

1.9 Интервал между поверками СИКН – 1 год.

## 2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

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

Таблица 2.

№ 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 СИКН	7.4
5	Оформление результатов поверки	8

## 3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

3.1 При проведении поверки применяют эталонные и вспомогательные СИ, приведенные в таблице 3.

Таблица 3

№ п/п	Наименование, метрологические и технические характеристики эталонного СИ
1	Барометр-анероид М-67 по ТУ 2504-1797-75, диапазон измерений от 610 до 790 мм рт. ст., пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm 0,8$ мм рт. ст. по ТУ 2504-1797-75.
2	Психрометр аспирационный М34, диапазон измерений влажности от 10 до 100 %, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm 5$ %.

№ п/п	Наименование, метрологические и технические характеристики эталонного СИ
3	Термометр ртутный стеклянный ТЛ-4 (№2) по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от 0 до плюс 55 °C, цена деления шкалы 0,1 °C, класс точности I.
4	Калибратор многофункциональный МС5-R: – диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 mA, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm(0,02\% \text{ показания} + 1 \text{ мкА})$ ; – диапазон воспроизведения частотных сигналов синусоидальной и прямоугольной формы от 0,0028 Гц до 50 кГц, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm 0,01\% \text{ показания}$ ; – диапазон воспроизведения последовательности импульсов 0...9999999 имп. (амплитуда сигнала от 0 до 10 В, погрешность $\pm(0,2 \text{ В} + 5\% \text{ от установленного значения})$ ).
Примечание – Для проведения поверки выбирают СИ с диапазоном измерений, соответствующим диапазону измерений СИКН.	

3.2 Допускается использование других СИ по своим характеристикам не уступающим, указанным в таблице 3.

3.3 Все применяемые СИ должны иметь действующие свидетельства о поверке.

#### **4 ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ**

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» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок», а также эксплуатационной документацией оборудования, его компонентов и применяемых средств поверки.

К работе по поверке должны допускаться лица:

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

## **5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ**

5.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха  $(20\pm5)$  °C;
- относительная влажность от 30 до 80 %;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа.

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

5.3 Параметры электропитания СИ СИКН должны соответствовать условиям применения, указанным в эксплуатационной документации СИ и СИКН.

## **6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ**

Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные операции:

- эталонные СИ и СИКН устанавливают в рабочем положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;
- эталонные СИ и СИКН выдерживают при температуре, указанной в п. 5.1, не менее 3-х часов, если время их выдержки не указано в эксплуатационной документации;
- осуществляют соединение и подготовку к проведению измерений эталонных СИ и вторичной («электрической») части СИКН в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на эталонные СИ и СИКН.

## **7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ**

### **7.1 Проверка технической документации**

7.1.1 Проверяют наличие следующей технической документации:

- эксплуатационной документации на СИКН;
- паспорта на СИКН;
- паспортов СИ, входящих в состав СИКН;
- методики поверки на СИКН;
- свидетельства о предыдущей поверке СИКН (при периодической поверке);
- действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в состав СИКН.

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

### **7.2 Внешний осмотр**

7.2.1 При проведении внешнего осмотра СИКН контролируют:

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

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

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

### **7.3 Опробование**

#### *7.3.1 Подтверждение соответствия ПО СИКН*

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

7.3.1.2 Проверяют возможность несанкционированного доступа к ПО СИКН и наличие авторизации (введение 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*

7.3.2.1 Приводят СИКН в рабочее состояние в соответствие с эксплуатационной документацией. Проверяют прохождение сигналов средств поверки, имитирующих измерительные сигналы (аналоговые унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока, частотные и импульсные).

7.3.2.2 Результаты опробования считают положительными, если при увеличении и уменьшении значения входного сигнала (аналоговые унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока, частотные и импульсные) соответствующим образом изменяются значения измеряемой величины на дисплее монитора АРМ оператора СИКН.

### **7.4 Определение метрологических характеристик**

#### *7.4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН*

7.4.1.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с нормативными документами на поверку данных СИ, (проводится в случае отсутствия действующих свидетельств о поверке СИ).

7.4.1.2 Результаты поверки считают положительными, если на СИ, входящие в состав СИКН, есть действующие свидетельства о поверке.

#### *7.4.2 Определение основной абсолютной погрешности преобразования входных аналоговых сигналов силы постоянного тока (от 4 до 20 mA) в цифровое значение измеряемого параметра*

7.4.2.1 Отключают первичные измерительные преобразователи измерительных каналов (далее – ИК) СИКН и подключают калибратор к соответствующим каналам, включая линии связи и промежуточный измерительный преобразователь (барьер

искрозащиты) (при наличии). С помощью калибратора устанавливают на входе канала ввода аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА) ИК СИКН электрический сигнал (от 4 до 20 мА), соответствующий значениям измеряемого параметра. Задают не менее пяти значений измеряемого параметра (реперные точки), равномерно распределенных в пределах диапазона измерений (включая крайние точки диапазона). С монитора АРМ оператора СИКН считывают значения измеряемых параметров

7.4.2.2 По результатам измерений, выполненных в соответствии с п. 7.4.2.1, в каждой реперной точке рассчитывают абсолютную погрешность преобразования аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА) в цифровое значение измеряемого параметра по формуле

$$\Delta_{ocn} = I_{uzm} - I_{em}, \quad (1)$$

где  $\Delta_{ocn}$  – основная абсолютная погрешность канала ввода аналогового сигнала (силы постоянного тока от 4 до 20 мА), мА;  
 $I_{em}$  – показание калибратора в  $i$ -ой реперной точке, мА;  
 $I_{uzm}$  – значение тока, соответствующее показанию измеряемого параметра СИКН в  $i$ -ой реперной точке, мА. Рассчитывают по формуле (2) при линейной функции преобразования:

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

где  $I_{max}$  – 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;  
 $X_{max}$  – значение измеряемого параметра, соответствующее максимальному значению границы диапазона аналогового сигнала силы постоянного тока ( $I_{max}$ ), в единицах измеряемой величины;  
 $X_{min}$  – значение измеряемого параметра, соответствующее минимальному значению границы диапазона аналогового сигнала силы постоянного тока ( $I_{min}$ ), в единицах измеряемой величины;  
 $X_{uzm}$  – значение измеряемого параметра, соответствующее задаваемому аналоговому сигналу силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), в единицах измеряемой величины. Считывают с дисплея монитора АРМ оператора СИКН.

7.4.2.3 Результаты поверки считают положительными, если рассчитанная основная абсолютная погрешность для каждого канала ввода аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА) ИК измеряемого параметра СИКН не выходит за пределы  $\pm 0,015$  мА.

#### 7.4.3 Определение относительной погрешности преобразования импульсных сигналов в цифровое значение измеряемого параметра

7.4.3.1 Отключают первичные измерительные преобразователи ИК СИКН и подключают калибратор к соответствующим каналам, включая линии связи. С помощью

калибратора подают на вход канала ввода импульсных сигналов СИКН последовательность импульсов не менее 10000 (не менее трех раз) с частотой 100, 500 и 1000 Гц, предусмотрев синхронизацию начала счета. С монитора АРМ оператора СИКН считывают количество импульсов.

7.4.3.2 По результатам измерений, выполненных в соответствии с п. 7.4.3.1 рассчитывают абсолютную погрешность преобразования импульсных сигналов в цифровое значение измеряемого параметра по формуле

$$\delta_{u_{mn}} = \frac{n_{uzm} - n_{zm}}{n_{zm}} \cdot 100\%, \quad (3)$$

- где  $\delta_{u_{mn}}$  – основная относительная погрешность преобразования импульсных сигналов в цифровое значение измеряемого параметра, %;
- $n_{uzm}$  – показания СИКН (разность количества импульсов после и до подачи калибратором), импульс;
- $n_{zm}$  – количество импульсов, поданных с калибратора, импульс.

7.4.3.3 Результаты поверки считаются положительными, если относительные погрешности преобразований импульсных сигналов в цифровые значения измеряемых параметров, рассчитанные по формуле (3), не выходят за пределы  $\pm 0,01\%$ .

#### 7.4.4 Определение основной относительной погрешности СИКН при измерении частотного сигнала

7.4.4.1 Отключают первичные измерительные преобразователи ИК СИКН и подключают калибратор к соответствующим каналам, включая линии связи. С помощью калибратора устанавливают на входе канала ввода частотного сигнала ИК СИКН сигнал заданной формы и частоты, соответствующий значениям измеряемого параметра. Задают не менее пяти значений измеряемого параметра (реперные точки), равномерно распределенных в пределах диапазона измерений (включая крайние точки диапазона). С монитора АРМ оператора СИКН считывают значения измеряемых параметров.

7.4.4.2 По результатам измерений, выполненных в соответствии с п. 7.4.4.1, в каждой реперной точке рассчитывают относительную погрешность преобразования частотных сигналов в цифровое значение измеряемого параметра по формуле

$$\delta_f = \frac{f_{uzm} - f_{zm}}{f_{zm}} \cdot 100\%, \quad (4)$$

- где  $\delta_f$  – относительная погрешность преобразования частотных сигналов в цифровое значение измеряемого параметра, %;
- $f_{uzm}$  – показания СИКН, Гц;
- $f_{zm}$  – показание калибратора, Гц.

Если показания СИКН нельзя просмотреть в Гц, то при линейной функции преобразования ее рассчитывают по формуле

$$f_{uzm} = \frac{f_{max} - f_{min}}{Y_{max} - Y_{min}} \cdot (Y_{uzm} - Y_{min}) + f_{min}, \quad (5)$$

- где  $f_{uzm}$  – показания СИКН, в единицах измеряемой величины;
- $f_{max}$  – максимальное значение границы диапазона частотного сигнала, Гц;

- $f_{\min}$  – минимальное значение границы диапазона частотного сигнала, Гц;
- $Y_{\max}$  – значение измеряемого параметра, соответствующее максимальному значению границы диапазона частотного сигнала, в единицах измеряемой величины;
- $Y_{\min}$  – значение измеряемого параметра, соответствующее минимальному значению границы диапазона частотного сигнала, в единицах измеряемой величины;
- $Y_{\text{изм}}$  – значение измеряемого параметра, соответствующее задаваемому частотному сигналу, в единицах измеряемой величины. Считывают с дисплея монитора АРМ оператора СИКН.

7.4.4.3 Результаты поверки считаются положительными, если относительная погрешность при преобразовании входного частотного сигнала в цифровой сигнал, рассчитанная по формуле (4), не выходит за пределы  $\pm 0,002 \%$ .

#### 7.4.5 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти

7.4.5.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти при косвенном методе динамических измерений рассчитывают по формуле

$$\delta_{M_b} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + \delta_\rho^2 + \delta_T^2 + \delta_N^2}, \quad (6)$$

- где
- $\delta_{M_b}$  – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
  - $\delta_V$  – 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 измерительно-вычислительного комплекса, %.

Значение  $\delta_T$  рассчитывают по формуле

$$\delta_T = \pm \left[ \frac{\beta' \cdot 100}{1 + \beta' \cdot (T_\rho - T_V)} \right] \cdot \sqrt{\Delta_{T\rho}^2 + \Delta_{T_V}^2}, \quad (7)$$

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

7.4.5.2 Результаты поверки считаются положительными, если относительная погрешность СИКН при измерении массы брутто нефти, рассчитанная по формуле (6), не выходит за пределы  $\pm 0,25 \%$ .

#### 7.4.6 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти

7.4.6.1 Относительную погрешность СИКН при измерении массы нетто нефти определяют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \sqrt{\left( \frac{\delta_{M\delta}}{1,1} \right)^2 + \frac{(\Delta W_e)^2 + (\Delta W_{mn})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left[ 1 - \frac{W_e + W_{mn} + W_{xc}}{100} \right]^2}}, \quad (8)$$

- где  $\delta M_n$  – относительная погрешность СИКН при измерении массы нетто нефти, %;
- $\delta_{M\delta}$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;
- $W_e$  – массовая доля воды в нефти, %;
- $W_{xc}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %;
- $W_{mn}$  – массовая доля механических примесей в нефти, %;
- $\Delta W_{xc}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей, %;
- $\Delta W_{mn}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли механических примесей, %;
- $\Delta W_e$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти, %.

7.4.6.2 Абсолютную погрешность определения массовой доли воды при использовании поточного влагомера определяют по формуле

$$\Delta W_e = \frac{\Delta \varphi_{ee} \cdot \rho_e^{\varphi_e}}{\rho_n^{\varphi_e}}, \quad (9)$$

- где  $\Delta \varphi_{ee}$  – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды в нефти влагомером, %;
- $\rho_e^{\varphi_e}$  – плотность дистиллированной воды в условиях измерения объемной доли воды в нефти, кг/м<sup>3</sup>;
- $\rho_n^{\varphi_e}$  – плотность нефти в условиях измерения объемной доли воды в нефти, кг/м<sup>3</sup>.

7.4.6.3 Абсолютную погрешность определения объемной доли воды в нефти в лаборатории определяют по формуле

$$\Delta \varphi_e = \sqrt{\frac{R_e^2 - 0,5 \cdot r_e^2}{2}}, \quad (10)$$

- где  $R_e$  – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, % объемные;
- $r_e$  – сходимость метода по ГОСТ 2477, % объемные.

7.4.6.4 Абсолютную погрешность определения массовой доли воды в нефти в лаборатории определяют по формуле:

$$\Delta W_e = \frac{\Delta \varphi_e \cdot \rho_e^{\varphi_e}}{\rho_n^{\varphi_e}}, \quad (11)$$

7.4.6.5 Абсолютную погрешность определения массовой доли механических примесей в нефти в лаборатории определяют по формуле

$$\Delta W_{mn} = \sqrt{\frac{R_{mn}^2 - 0,5 \cdot r_{mn}^2}{2}}, \quad (12)$$

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

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

7.4.6.6 Абсолютную погрешность определения массовой доли хлористых солей в нефти в лаборатории определяют по формуле

$$\Delta W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{xc}}{\rho_{uzm}^d}, \quad (13)$$

где  $\Delta \varphi_{xc}$  – предел допускаемой абсолютной погрешности определения концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>, вычисляемая по формуле:

$$\Delta \varphi_{xc} = \sqrt{\frac{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}{2}}, \quad (14)$$

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

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

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

7.4.6.7 Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность СИКН при измерении массы нетто нефти, рассчитанная по формуле (8), не выходит за пределы  $\pm 0,35\%$ .

## 8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом произвольной формы 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 ПР 50.2.006-94. К свидетельству о поверке прилагаются протоколы с результатами поверки СИКН.

8.3 Отрицательные результаты поверки СИКН оформляют в соответствии с ПР 50.2.006-94. При этом свидетельство аннулируется, клеймо гасится, и СИКН, не прошедшая поверку, бракуется. Выписывают «Извещение непригодности» СИКН к применению с указанием причин непригодности в соответствии с ПР 50.2.006-94.