

Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно - исследовательский институт расходомерии»  
(ФГУП «ВНИИР»)

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора  
по развитию  
ФГУП «ВНИИР»



А.С. Тайбинский

«28» 11 2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти

«СИКН № 724 ПСП на 915 км Волгоградского РНУ АО «Транснефть - Приволга»

Методика поверки

МП 0663-14-2017

Начальник НИО-14

 Р.Н. Груздев

Тел. отдела: +7 (843) 299-70-52

Казань  
2017

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левина А.П.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая методика поверки предназначена для осуществления поверки средства измерений «Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 724 ПСП на 915 км Волгоградского РНУ АО «Транснефть - Приволга»» (далее – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

Первичная и периодическая поверка системы и средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН выполняется согласно части 1 ст. 13 Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ и приказу Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

Поверка СИКН проводится на месте ее эксплуатации. Поверку СИКН допускается проводить в меньшем диапазоне измерений расхода нефти, чем указано в описании типа на СИКН.

При этом диапазон измерений массы нефти СИКН определяется значениями минимального и максимального расхода. За значение минимального расхода принимают минимальный расход того преобразователя расхода, у которого расход среди всех рабочих преобразователей расхода наименьший (согласно свидетельствам об их поверке), или значение минимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно больше. За значение максимального расхода принимают сумму максимальных расходов преобразователей расхода установленных на рабочих измерительных линиях СИКН (согласно свидетельствам об их поверке), или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно меньше.

На основании письменного заявления владельца СИКН допускается проводить периодическую поверку СИ, предназначенных для измерений параметров измеряемой среды, в ограниченном диапазоне измерений.

При поверке СИ в ограниченном диапазоне измерений соответствующая запись должна быть сделана в свидетельстве о поверке и (или) в паспорте (формуляре) СИ.

Методика поверки разработана в соответствии с требованиями РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения».

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Интервал между поверками СИ из состава СИКН, за исключением термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 12 месяцев.

Интервал между поверками термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 36 месяцев.

Интервал между поверками двунаправленной трубопоршневой поверочной установки для жидкостей фирмы «Daniel» Ду от 8» до 42» – 24 месяца

## 1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	7.2	Да	Да
Опробование	7.3	Да	Да

Продолжение таблицы 1

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Определение метрологических характеристик:			
– СИ, входящих в состав СИКН	7.4.1	Да	Да
– определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти	7.4.2	Да	Да
– определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти	7.4.3	Да	Да

## 2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости» с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки преобразователей расхода жидкости ультразвуковых DFX-MM, DFX-LV (модели DFX10) и счетчиков ультразвуковых ALTOSONIC-5 (мод. ALTOSONIC-5M), входящих в состав СИКН во всем диапазоне измерений.

2.2 При проведении поверки СИ в составе СИКН применяют средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН, приведенных в таблице 5 настоящей инструкции.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

## 3 Требования к квалификации поверителей

3.1 Поверку СИКН проводят лица, аттестованные в качестве поверителя, в соответствии с областью аккредитации в установленном порядке.

3.2 К поверке допускаются лица, изучившие инструкцию по эксплуатации на поверяемую систему и имеющие квалификационную группу по технике безопасности не ниже II в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

3.3 Поверитель, выполняющий работы по проверке защиты программного обеспечения, должен пройти обучение по методам проверки защиты программного обеспечения СИ в соответствии с приказом Росстандарта № 2938 от 17 июня 2011 г.

## 4 Требования безопасности

4.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и

безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми документами;

- в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1, 2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;

- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

4.2 Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

4.3 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.0-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования»

4.4 Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

## 5 Условия поверки

5.1 При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями документов на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

5.2 Характеристики СИКН при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристики СИКН и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Диапазон динамических измерений массы нефти, при проведении учетных операций между АО «Транснефть Приволга» (сдающая сторона) и АО «Черномортранснефть» (принимающая сторона), т/ч (м <sup>3</sup> /ч)	от 246 до 6300 (от 300 до 7000)
Диапазон динамических измерений массы нефти, при проведении учетных операций между АО «Транснефть Приволга» (сдающая сторона) и ПАО «Укртрансгаза» (принимающая сторона), т/ч (м <sup>3</sup> /ч)	от 246 до 2975 (от 300 до 3305)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	6 (4 рабочие, 1 резервная, 1 резервно- контрольная)



Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Избыточное давление измеряемой среды, МПа: - минимально допустимое - рабочее - максимально допустимое	0,1 от 0,2 до 4,5 5,5
Температура измеряемой среды, °С	от +1,0 до +40,0
Плотность измеряемой среды, кг/м <sup>3</sup> : - при минимальной в течение года температуре измеряемой среды - при максимальной в течение года температуре измеряемой среды	от 870,0 до 900,0 от 820,0 до 880,0
Вязкость кинематическая измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	от 5,0 до 130,0
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	от 25 до 100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Массовая доля сероводорода, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	100,0
Массовая доля серы, %, не более	1,8
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	100,0
Давление насыщенных паров при максимальной температуре измеряемой среды, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный

## 6 Подготовка к поверке

6.1 При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, документами на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

## 7 Проведение поверки

### 7.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКН.

7.1.1 Комплектность СИКН должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации.

7.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений препятствующих ее применению и проведению поверки;

- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации;

- СИ, входящие в состав СИКН, должны быть поверены и иметь пломбы, несущие на себе знак поверки, в соответствии с их методиками поверки и (или) МИ 3002-2006 «Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

- СИ, входящие в состав СИКН поверяют в соответствии с методиками поверки, указанными в таблице 5.

7.1.3 Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав системы.

7.1.4 СИКН не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

7.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН

7.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных ПО СИКН сведениям, приведенным в описании типа на СИКН.

7.2.1.1 Идентификационные данные ПО СИКН должны соответствовать сведениям, приведенным в таблицах 3,4.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	EMC07.Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	PX.7000.01.04
Цифровой идентификатор ПО	A204D560
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГКС Расход НТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0
Цифровой идентификатор ПО	70796488
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

7.2.1.2 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО СИКН сведениям, приведенным в описании типа на СИКН.

7.2.1.3 Определение идентификационных данных ПО проводят в соответствии с технической документацией на СИКН.

7.2.1.4 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (далее - ИВК) проводят в соответствии с документом «Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Руководство оператора. PX.7000.01.04 РО».

Для просмотра версии ПО, контрольной суммы общего времени работы и других сведений необходимо в строке меню выбрать «**Контекстное меню**» (3 вертикальных точки в правом верхнем углу экрана), затем выбрать пункт «**О программе**». На экране появится окно со сведениями о ПО ИВК.

7.2.2 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора.

7.2.2.1 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора СИКН проводят в соответствии с инструкцией пользователя АРМ оператора.

Для просмотра идентификационных данных ПО АРМ оператора СИКН необходимо на мониторе нажать левой кнопкой мыши на эмблеме организации в правом верхнем углу.

На экране откроется панель, содержащая информацию о наименовании ПО, номере версии ПО, имени файла и его контрольной суммы.

Результаты проверки считаются положительными, если показания АРМ и СИ устойчивые, значения параметров лежат в установленном пределе и в журналах сообщений АРМ и ИВК отсутствует информация о сбоях систем СИКН, а идентификационные данные ПО соответствуют приведенным в таблицах 3,4.

### 7.3 Опробование

7.3.1 Опробование проводят в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

Проверяют действие и взаимодействие компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность получения отчета следующим образом:

- проверяется наличие электропитания на элементах СИКН и средствах поверки;
- проверяется наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК, ИВК и АРМ оператора СИКН, путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора;
- проверяется работоспособность запорно-регулирующей арматуры путем ее открытия и закрытия;
- используя принтер компьютера АРМ оператора СИКН, распечатываются пробные отчеты (протоколы поверки, оперативные отчеты).

### 7.3.2 Проверяют герметичность СИКН.

Проверку герметичности СИКН проводят согласно эксплуатационной документации на СИКН. СИКН считается выдержавшей проверку, если на элементах и компонентах СИКН нет следов протечек нефти или снижения давления. При обнаружении следов нефти на элементах оборудования или СИ поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки нефти.

### 7.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

#### 7.4.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН.

Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН  $\delta M_B$ , %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» при косвенном методе динамических измерений массы брутто нефти с применением преобразователей расхода жидкости ультразвуковых DFX-MM, DFX-LV (модели DFX10) и счетчиков ультразвуковых ALTOSONIC-5 (мод. ALTOSONIC-5M) (далее – УЗР) и преобразователя плотности жидкости измерительного модели 7835, 7845, 7846, 7847 (модели 7835) или преобразователя плотности жидкости измерительного модели 7835, 7845, 7847 (модели 7835) (далее – ПП) с учетом относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения массы брутто нефти ИВК и проводят по формуле

$$\delta M_B = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \cdot (\delta_\rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_V^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где  $\delta_V$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефти с применением УЗР, %;

$G$  – коэффициент, вычисляется по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_\rho}, \quad (2)$$



где  $\beta$  – коэффициент объемного расширения нефти,  $1/^\circ\text{C}$  (Приложение А ГОСТ Р 8.595);

$T_\rho, T_V$  – температура нефти на момент поверки при измерениях плотности и объема нефти соответственно,  $^\circ\text{C}$ ;

$\delta_\rho$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти с применением ПП, ареометра или лабораторного плотномера, %, вычисляется по формуле

$$\delta_\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho_{\min}} \cdot 100 \quad (3)$$

где  $\Delta\rho$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП, ареометра или лабораторного плотномера,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\rho_{\min}$  – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$  – абсолютные погрешности измерений температуры  $T_\rho, T_V$ ,  $^\circ\text{C}$ ;

$\delta_N$  – пределы допускаемой относительной погрешности вычислений массы брутто нефти, %.

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН не должна превышать  $\pm 0,25$  %.

#### 7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти СИКН  $\delta M_H$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_E}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{XC} + W_{МП}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

где  $\Delta W_B$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в лаборатории, %, вычисляется по формуле (7);

$\Delta W_{МП}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, вычисляется по формуле (7);

$\Delta W_{XC}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta\varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (5)$$

где  $\Delta\varphi_{XC}$  – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти,  $\text{мг}/\text{дм}^3$ , вычисляется по формуле (7);

$\rho_H^{XC}$  – плотность нефти при условиях измерений  $\varphi_{XC}$ ,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

$W_B$  – массовая доля воды в нефти, определенная в лаборатории, %;

$W_{МП}$  – массовая доля механических примесей в нефти, %, определенная в лаборатории;

$W_{XC}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определенная в лаборатории и вычисляется по формуле

$$W_{XC} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (6)$$

где  $\varphi_{XC}$  – массовая концентрация хлористых солей в нефти,  $\text{мг}/\text{дм}^3$ , определенная в лаборатории.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей в нефти определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

Для доверительной вероятности  $P = 0,95$  и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

где  $R$  и  $r$  - воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей», ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей».

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН не должна превышать  $\pm 0,35\%$ .

#### 7.4.3 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с документами, приведенными в таблице 5.

Таблица 5 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Пределы допускаемой погрешности	Методика поверки
Преобразователи расхода жидкости ультразвуковые DFX-MM, DFX-LV (модели DFX10)	Пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне измерений расхода для рабочих и резервных УЗР $\pm 0,15\%$ ; пределы допускаемой относительной погрешности в точке расхода для УЗР, применяемого в качестве контрольного $\pm 0,10\%$	МИ 3287-2010 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки»
Счетчики ультразвуковые ALTOSONIC-5 (мод. ALTOSONIC-5M)	В соответствии с описанием типа	Инструкция «ГСИ. Счетчики ультразвуковые ALTOSONIC-5 фирмы «KROHNE ALTOMETER», Нидерланды. Методика поверки. ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», 18.03.1999 г. МИ 3287-2010 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки»
Датчики давления типа КМ35 (модели КМ35-И 4033)	Пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5\%$	МП 56680-14 «Датчики давления типа КМ35. Методика поверки», утвержденной ФГУП ВНИИМС 09 декабря 2013 г.
ИВК	В соответствии с описанием типа	МИ 3395-2013 «ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Методика поверки»

Продолжение таблицы 5

Наименование СИ	Пределы допускаемой погрешности	Методика поверки
Датчики температуры TMT142R, TMT142C, TMT162R, TMT162C, (модели TMT142R)	Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °C	МП 63821-16 «Датчики температуры TMT142R, TMT142C, TMT162R, TMT162C. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 04.08.2015 г.
Преобразователи плотности и вязкости FDM, FVM, HFVM, (модели FVM)	В соответствии с описанием типа	МП 01-251-2015 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости FDM, FVM, HFVM. методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «УНИИМ» 07 апреля 2015 г.
Преобразователи плотности жидкости измерительные моделей 7835, 7845, 7846, 7847, (модели 7835) и преобразователи плотности жидкости измерительные моделей 7835, 7845, 7847, (модели 7835)	Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м <sup>3</sup>	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»; МИ 3240-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»; МИ 2302-1МГ-2003 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика градуировки на месте эксплуатации»; МИ 2326-95 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	В соответствии с описанием типа	МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 04.09.2015 г.
Устройства распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200	В соответствии с описанием типа	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки»

Продолжение таблицы 5

Наименование СИ	Пределы допускаемой погрешности	Методика поверки
Мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры ФТ, (модели МТИф) и модели МТИ-ВУф)	Пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,6 \%$	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 (модели ТЛ-4 № 2)	Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97	Пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 5,0 \%$	Документ «Счетчики жидкости турбинные CRA/MRT 97. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 02.10.2001 г.
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	Пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 5,0 \%$	Документ МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утвержденный руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 23 мая 2014 г.
Двунаправленная трубопоршневая поверочная установка для жидкостей фирмы «Daniel» Ду от 8» до 42», (типоразмер 2-30-36-12)	Пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05 \%$	МИ 1972-95 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников»

## 8 Оформление результатов поверки

8.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в Приложении А.

8.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН по форме Приложения 1 «Порядока проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 (далее – порядок проведения поверки СИ).

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают диапазон измерений расхода и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

8.3 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к

знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом  
Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815.



**Приложение А**  
**(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

**ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № \_\_\_\_\_**

Стр. \_\_ из \_\_

Наименование средства измерений: \_\_\_\_\_  
Тип, модель, изготовитель: \_\_\_\_\_  
Заводской номер: \_\_\_\_\_  
Владелец: \_\_\_\_\_  
Наименование и адрес заказчика: \_\_\_\_\_  
Методика поверки: \_\_\_\_\_  
Место проведения поверки: \_\_\_\_\_  
Поверка выполнена с применением: \_\_\_\_\_

**РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ**

1. Внешний осмотр: \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)
2. Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН: \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)
3. Опробование: \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)
4. Определение метрологических характеристик

4.1 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти

Таблица 1 – Результаты измерений и вычислений

$\delta_V, \%$	$G$	$T_V, ^\circ\text{C}$	$T_\rho, ^\circ\text{C}$	$\beta, 1/^\circ\text{C}$	$\Delta\rho, \text{кг/м}^3$	$\rho_{\text{min}}, \text{кг/м}^3$	$\delta_\rho, \%$	$\Delta T_V, ^\circ\text{C}$	$\Delta T_\rho, ^\circ\text{C}$	$\delta_N, \%$	$\delta M_B, \%$

## 4.2 Определение относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти

Таблица 2 – Результаты измерений и вычислений

$W_B, \%$	$W_{XC}, \%$	$W_{МП}, \%$	$\Delta W_B, \%$	$\Delta W_{XC}, \%$	$\Delta W_{МП}, \%$	$\delta M_H, \%$

\_\_\_\_\_ Должность лица, проводившего поверку

\_\_\_\_\_ Подпись

\_\_\_\_\_ Ф.И.О.

\_\_\_\_\_ Дата поверки