

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии»  
Государственный научный метрологический центр  
ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора  
по развитию  
ФГУП «ВНИИР»



А.С. Тайбинский

«30» апреля 2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений


СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ №1555

НА ПСП «ЛЕНСК»

Методика поверки

МП 0939-14-2019

Начальник НИО-14

 Р.Н. Груздев

Тел. отдела: +7 (843) 299-70-52

Казань  
2019

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левина А.П.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти №1555 на ПСП «Ленск» (далее по тексту – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта, и периодической поверки при эксплуатации.

Первичная и периодическая поверки СИКН и средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН, выполняются 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.

Возможность проведения поверки СИ из состава СИКН для меньшего числа измеряемых величин или в меньшем числе поддиапазонов измерений предусматривается их методиками поверки. Допускается проводить поверку СИКН в меньшем диапазоне измерений расхода, чем указано в описании типа на СИКН. При этом диапазон измерений расхода СИКН определяется диапазонами измерений расхода, в которых проведена поверка счетчиков-расходомеров массовых, входящих в состав СИКН.

Поверка СИКН проводится на месте ее эксплуатации. Поверку СИКН допускается проводить в меньшем диапазоне измерений расхода нефти, чем указано в описании типа на СИКН. За значение минимального расхода СИКН принимают значение минимального расхода того счетчика-расходомера массового Micro Motion (модификации CMF 400) с измерительным преобразователем серии 2700 или счетчика-расходомера массового Micro Motion (модели CMF 400) с электронным преобразователем модели 2700 (далее по тексту – СРМ) (согласно свидетельству о поверке) или значение минимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно больше. За значение максимального расхода СИКН принимают значение суммы максимального расхода рабочих СРМ (согласно свидетельствам о поверке) или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно меньше.

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

Если очередной срок поверки СИ из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяется только это СИ, при этом поверку СИКН не проводят.

При поверке СИ в ограниченном диапазоне измерений (если это допускается методикой поверки СИ) 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.

## **1 Операции поверки**

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

Т а б л и ц а 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения системы	7.2	Да	Да



Продолжение таблицы 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Опробование	7.3	Да	Да
Определение (контроль) метрологических характеристик	7.4	Да	Да

## **2 Средства поверки**

### **2.1 Основное средство поверки**

2.1.1 Рабочий эталон 2-го разряда в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости» с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки СРМ, входящих в состав СИКН, в рабочем диапазоне измерений.

2.2 Средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН, приведены 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 осуществляют аккредитованные в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации на проведение поверки СИ юридические лица и индивидуальные предприниматели.

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

## **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 от 12 марта 2013 г. № 101 «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 нормативными документами;

- в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановлением 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 В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно Свода правил СП 12.13130.2009 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» помещение СИКН, с размещенным внутри оборудованием, относится:

- к категории помещений - А<sub>н</sub>;
- по классу взрывоопасных зон - В1-а;
- по категории и группе взрывопожарной смеси - II-АТЗ.

В соответствии с ГОСТ 30852.11-2002 (МЭК 60079-12:1978) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам» нефть относится к категории взрывоопасной смеси - ПА. В соответствии с ГОСТ 30852.5-2002 (МЭК 60079-4:1975) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения» нефть относится к группе взрывоопасной смеси ТЗ.

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

4.4 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».

4.5 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.

4.6 В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания СИКН разрабатываются руководство по эксплуатации СИКН, инструкции по видам работ, регламент взаимоотношений между диспетчерскими службами принимающей и сдающей сторон.

## 5 Условия поверки

Поверка системы осуществляется на месте ее эксплуатации.

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

5.2 Метрологические и основные технические характеристики СИКН при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2 и таблице 3 соответственно.

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 53 до 756
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35



Таблица 3 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	4 (3 рабочие, 1 контрольно – резервная)
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 0,7* до 3,6
Параметры измеряемой среды:	
Температура измеряемой среды, °С	от +10 до +30
Плотность измеряемой среды, кг/м <sup>3</sup> : - при температуре нефти +20 °С - при температуре нефти +15 °С	от 850,1 до 895 от 853,7 до 898,4
Вязкость кинематическая при температуре нефти +20 °С, сСт (мм <sup>2</sup> /с)	от 20 до 50
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,005
Массовая доля серы, %, не более	1,34
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст), не более	66,7 (500)
Массовая доля парафина, %, не более	2,7
Массовая доля сероводорода, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	20
Режим работы СИКН	постоянный
Содержание свободного газа, %	не допускается
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38; 220±22 50±1
Потребляемая мощность, кВт, не более	103
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -57 до +36 80 от 96 до 104
Средний срок службы, лет	10
*Примечание - при расходе от 53 до 130 т/ч допускается работа при давлении 0,4 МПа на входе в СИКН.	

## 6 Подготовка к поверке

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

## 7 Проведение поверки

### 7.1 Внешний осмотр

7.1.1 При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид.

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

7.1.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

– на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытий, ухудшающих внешний вид и 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 описанием типа, методикой 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».

7.1.2 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 СИКН.

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.

7.2.2 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее по тексту – ИВК) проводят в следующей последовательности:

- а) включить питание ИВК, если питание было выключено;
- б) дождаться после включения питания появления на дисплее ИВК главного меню или войти в главное меню;
- в) в главном меню нажатием клавиши «5» выбрать пункт меню «5. SYSTEM SETTINGS»;
- г) нажатием клавиши «7» выбрать пункт меню «7. SOFTWARE VERSION»;
- д) нажатием клавиши «Стрелка вправо» получить идентификационные данные со следующих экранов:

1) VERSION CONTROL FILE CSUM – контрольная сумма;

2) VERSION CONTROL APPLICATION SW – версия программного обеспечения ИВК.

7.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора «ОЗНА-Flow» проводят в следующей последовательности:

- а) нажать левой кнопкой "мыши" по кнопке "CRC ОЗНА-Flow" в нижней части окна мнемосхемы;
- б) в открывшемся окне «ОЗНА-Flow» отображается цифровой идентификатор ПО.

7.2.4 Полученные результаты идентификации ПО СИКН должны соответствовать данным указанным в описании типа на СИКН.

7.2.5 В случае, если идентификационные данные ПО СИКН не соответствуют данным указанным в описании типа на СИКН, поверку прекращают. Выясняют и устраняют причины вызвавшие несоответствие. После чего повторно проверяют идентификацию данных ПО СИКН.

## **7.3 Опробование**

7.3.1 Опробования СИКН осуществляют путем увеличения или уменьшения расхода измеряемой среды в пределах рабочего диапазона измерений.

Результаты опробования считаются удовлетворительными, если при увеличении или уменьшении расхода измеряемой среды соответствующим образом изменялись показания на соответствующих средствах отображения информации.

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.

7.3.3 На элементах и компонентах СИКН не должно быть следов протечек нефти.

#### 7.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

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

7.4.1.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти  $\delta M_B$ , %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» при прямом методе динамических измерений СИКН принимают равной относительной погрешности измерений массы нефти СРМ.

7.4.1.2 Результат поверки признают положительным, если значение относительной погрешности системы при измерениях массы брутто нефти не превышает  $\pm 0,25$  %.

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

7.4.2.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти  $\delta M_H$ , %, определяют по формуле:

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

где  $\delta M_B$  – относительная погрешность СИКН при измерениях массы брутто нефти, %;

$\Delta W_B$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в лаборатории, %, вычисляется по формуле (6); при измерениях объемной доли воды влагомером нефти поточным УДВН-1пм (далее – ВП) вычисляется по формуле:

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \times \rho_B}{\rho_H^B} \quad (2)$$

где  $\Delta \varphi_B$  – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВП, %;

$\rho_B$  – плотность воды при условиях измерений  $\varphi_B$ , кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_H^B$  – плотность нефти при условиях измерений  $\varphi_B$ , кг/м<sup>3</sup>;

$\varphi_B$  – объемная доля воды в нефти, %, измеренная ВП или в лаборатории;

$\Delta W_{МП}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, по формуле (6);

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

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \times \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (3)$$

где  $\Delta \varphi_{XC}$  – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>, по формуле (6);

$\rho_H^{XC}$  – плотность нефти при условиях измерений  $\varphi_{XC}$ , кг/м<sup>3</sup>;

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

При измерении объемной доли воды ВП массовая доля воды вычисляется ИВК по формуле:



$$W_B = \frac{\varphi_B \times \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (4)$$

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

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

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

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

7.4.2.2 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».

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \times 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

где  $R$  и  $r$  – пределы воспроизводимости и повторяемости (сходимости) метода определения соответствующего показателя качества нефти.

7.4.2.4 Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;
- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;
- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

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

7.4.2.6 Результат поверки признают положительным, если значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН не превышают  $\pm 0,35$  %.

7.5 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с документами, приведенными в таблице 5 с учетом требований, предъявляемых к СИКН.

Таблица 5 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Документы	Интервал между поверками, месяцы
СРМ	МИ 3151-2008 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности.	12

Продолжение таблицы 5

Наименование СИ	Документы	Интервал между поверками, месяцы
	МИ 3272-2010 ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности.	
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	ГОСТ 8.461-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки	12
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835)	МИ 2816-2012 ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации	12
Преобразователи плотности и расхода CDM	МП 02-221-2015 с изменением № 1 «ГСИ. Преобразователи плотности и расхода CDM. Методика поверки», утвержденная ФГУП «УНИИМ» 24.05.2017 г.	12
Датчики температуры 644	Инструкция. Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки, согласованная с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», август 2008 г.	12
Преобразователи измерительные Rosemount 644	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г.	12
Преобразователи давления измерительные 3051 модели 3051TG и модели 3051T	МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г. МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в феврале 2015 г.	12
Преобразователи давления измерительные EJX	Документ «ГСИ. Преобразователи давления измерительные EJX. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2004 г.	12
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	Документ 5ШО.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 07.07.2011	12
Манометры МП показывающие и сигнализирующие	МП «Манометры МП, НП, ЭКН и ЭКМ, вакуумметры ВП, ТП, ЭКТ и ЭКВ, мановакуумметры МВП, ТНП, ЭКТН и ЭКМВ, дифманометры ДП и ЭКД показывающие и сигнализирующие»	12



Продолжение таблицы 5

Наименование СИ	Документы	Интервал между поверками, месяцы
Манометры для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки	12
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 ГСИ. Термометры жидкостные стеклянные рабочие. Методика поверки	36
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные (мод. 7829)	МИ 3302-2010 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки	12
Преобразователи плотности и вязкости FVM	МП 01-251-2015 с изменением № 1 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости FDM, FVM, HFVM. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «УНИИМ» 30.03.2018 г.	12
ВП	МИ 2366-2005 Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки	12
ИВК	МП 117-221-2013 с изменением № 1 «Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки», утвержденным ФГУП «УНИИМ» 21.11.2017 г. МП 0392-13-2016 с изменением № 1 «Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИР» 20.10.2017 г.	12
Комплекс измерительно-вычислительный и управляющий на базе платформы Logix	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 16.06.99 г.	12
Весы лабораторные электронные GZH	Методика поверки, утвержденная ФГУП «СНИИМ»	12
Преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К	Документ «Преобразователи с гальванической развязкой серии К фирмы Pepperl+Fuchs GmbH, Германия. Методика поверки», утвержденный ФГУП «ВНИИМС» 24.12.2008 г.	12
Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии $\mu$ Z600	Документ «Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии $\mu$ Z600. Методика поверки», утвержденный ФГУП «ВНИИМС» 15.04.2011 г.	12
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	МП 48218-11 ГСИ. Расходомеры ультразвуковые UFM 3030, UFM 3030-300, UFM 500-030, UFM 500-300. Методика поверки,	12

Продолжение таблицы 5

Наименование СИ	Документы	Интервал между поверками, месяцы
	утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2011 г.	
Преобразователи давления измерительные 3051 модели 3051 CD	МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г.	12
Датчики давления ДМ5007	МИ 1997-89 ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки	12

**П р и м е ч а н и е** – При использовании документа, приведенного в таблице 5 необходимо проверять действие документа на официальном сайте Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (в разделе утвержденные типы средств измерений).

СИ, не участвующие в определении массы нефти или результаты измерений, которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, калибруются в соответствии с действующими методиками калибровки.

## 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 «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815.

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: \_\_\_\_\_

**Условия проведения поверки:**

Температура окружающей среды: \_\_\_\_\_  
Атмосферное давление: \_\_\_\_\_  
Относительная влажность: \_\_\_\_\_

**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 измерениях массы брутто нефти

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти  $\delta M_B$ , %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» при прямом методе динамических измерений СИКН принимают равной относительной погрешности измерений массы нефти счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (модификации CMF 400) с измерительными преобразователями серии 2700 и счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (модели CMF 400) с электронными преобразователями модели 2700  $\pm 0,25$  %.

Относительная погрешность СИКН при измерениях массы брутто нефти не превышает  $\pm 0,25$  %.

4.2 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы нетто нефти

Таблица 1 – Результаты измерений и вычислений

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

Относительная погрешность СИКН при измерениях массы нетто нефти не превышает  $\pm 0,35$  %.

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

должность лица, проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки