

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

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию
ФГУП «ВНИИР»



А.С. Тайбинский

«30» 12 2018 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти

СИКН № 32 ПСП «Самара-1»

Методика поверки

МП 0861-14-2018

Начальник НИО-14

 Р.Н. Груздев

Тел. отдела: +7 (843) 299-70-52

Казань
2018

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 № 32 ПСП «Самара-1»» (далее по тексту – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

Первичная и периодическая поверки системы 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.

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 значение минимального расхода того преобразователя расхода, у которого значение расхода среди всех рабочих преобразователей расхода наименьшее (согласно свидетельствам об их поверке) или значение минимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно больше. За значение максимального расхода принимают сумму значений максимального расхода рабочих преобразователей расхода (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 (если это допускается методикой поверки СИ) соответствующая запись должна быть сделана в свидетельстве о поверке и (или) в паспорте (формуляре) СИ.

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

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 стеклянных для испытаний нефтепродуктов ТИН «Стеклоприбор» и термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 12 месяцев.

Интервал между поверками термометров стеклянных для испытаний нефтепродуктов ТИН «Стеклоприбор» и термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 36 месяцев.

Интервал между поверками двунаправленной трубопоршневой поверочной установки для жидкостей фирмы «Daniel» Ду 36" – 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

Продолжение таблицы 1

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Подтверждение соответствия программного обеспечения	7.2	Да	Да
Опробование	7.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик: – СИ, входящих в состав СИКН – определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти – определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти	7.4.1	Да	Да
	7.4.2	Да	Да
	7.4.3	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-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 счетчиков ультразвуковых ALTOSONIC-5, входящих в состав СИКН в рабочем 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 3 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 средств измерений юридические лица и индивидуальные предприниматели.

3.2 К поверке допускаются лица, изучившие инструкцию 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».

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 расхода через СИКН*, м ³ /ч	от 1396,0 до 7018,8
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.	4 (3 рабочих, 1 резервная)
Диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 0,55 до 1,6
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от 5,0 до 40,0

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 820,0 до 875,1
Вязкость кинематическая измеряемой среды, мм ² /с	от 9,0 до 40,0
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	300
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20,0
Массовая доля серы, %, не более	1,8
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	40,0
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
<p>Примечание* – При подключении резервной измерительной линии обеспечивается диапазон измерений расхода от 1396,0 до 8400,0 м³/ч.</p>	

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 описанием типа, 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 3.

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 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-03 (далее по тексту - ИВК) проводят в следующей последовательности:

- включить питание ИВК, если питание было выключено;
- дождаться после включения питания появления на дисплее ИВК основного меню или войти в основное меню;
- в основном меню выбрать пункт «ПРОСМОТР 2»;
- выбрать пункт меню «ВЕРСИЯ ПРОГРАММЫ»;
- на экране отобразятся идентификационные данные ПО.

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 цифровом идентификаторе ПО.

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 описании типа на СИКН.

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 δM_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 счетчиков ультразвуковых ALTOSONIC-5 (далее по тексту – УЗР) и преобразователя плотности жидкости измерительного модели 7835 (далее по тексту – 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 δ_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 β – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°C (Приложение А ГОСТ Р 8.595);

T_ρ, T_v – температура нефти на момент поверки при измерениях плотности и объема нефти соответственно, °C;

δ_ρ – 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, кг/м³;

ρ_{\min} – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, кг/м³;

$\Delta T_\rho, \Delta T_v$ – абсолютные погрешности измерений температуры T_ρ, T_v , °C;

δ_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 δM_H , %, вычисляют по формуле

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

где ΔW_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);

ΔW_{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, мг/дм³, вычисляется по формуле (7);

ρ_H^{XC} – плотность нефти при условиях измерений φ_{XC} , кг/м³.

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 φ_{XC} – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, 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 сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014 «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 3.

Таблица 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Методика поверки	Пределы допускаемой погрешности
УЗР	Инструкция «ГСИ. Счетчики ультразвуковые ALTOSONIC-5 фирмы «KRONNE ALTOMETER», Нидерланды. Методика поверки. ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», 18.03.1999 г. МИ 3287-2010 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки» (с изменениями №1, №2)	Пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне измерений расхода для рабочих и резервного УЗР $\pm 0,15$ %

Продолжение таблицы 3

Наименование СИ	Методика поверки	Пределы допускаемой погрешности
Датчики температуры 644	Инструкция. «Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в августе 2008 г.	Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065 в комплекте с преобразователями измерительными 644 к датчикам температуры, преобразователями измерительными 3144Р и с преобразователями измерительными Rosemount 3144Р	МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения «В» фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания»	Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»	Пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %
ПП	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»	Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м ³
Влагомеры нефти поточные модели LC	МИ 2643-2001 «Влагомер нефти поточный фирмы PHASE DYNAMICS (США). Методика поверки», зарегистрированная ВНИИМС 02.03.2001 г.	Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1$ %
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»	Пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 1,0$ %
Датчики давления Метран-150	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в ноябре 2013 года.	Пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 2,5$ %

Продолжение таблицы 3

Наименование СИ	Методика поверки	Пределы допускаемой погрешности
Счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97	Документ «Счетчики жидкости турбинные CRA/MRT 97. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 02.10.2001 г.	Пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 5,0 \%$
ИВК	МИ 2587-2005 «Рекомендация. ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03. Методика поверки»	Пределы допускаемой относительной погрешности в точке расхода $\pm 0,05 \%$
Манометры для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»	Пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,6 \%$
Термометры стеклянные для испытаний нефтепродуктов ТИН «Стеклоприбор», термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»	Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$
Двухнаправленная трубопоршневая поверочная установка для жидкостей фирмы "Daniel" Ду 36"	МИ 1972-95 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников»	Пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05 \%$

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.

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

Таблица 1 – Результаты измерений и вычислений

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

4.2 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы нетто нефти

Таблица 2 – Результаты измерений и вычислений

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

 должность лица, проводившего поверку

 подпись

 Ф.И.О.

 Дата поверки