

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им.Д.И.МЕНДЕЛЕЕВА»

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

СОГЛАСОВАНО

Зам. директора филиала по
развитию

А.С. Тайбинский



«19» октября 2021 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 185
АО «ННК-ПЕЧОРАНЕФТЬ»

Методика поверки

МП 1334-14-2021

Начальник отдела НИО-14

Р.Р. Нурмухаметов

Тел.: (843) 299-72-00

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛЬ	Черепанов М.В., Злищева П.А.
СОГЛАСОВАНО	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

1 Общие положения

Настоящий документ предназначен для проведения поверки средства измерений (СИ) «Система измерений количества и показателей качества нефти № 185 АО «ННК-Печоранефть» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта, и периодических поверок при эксплуатации.

Поверка СИКН в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единицы величины массы от рабочего эталона 1-го или 2-го разряда в соответствии с требованиями Государственной поверочной схемы (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256, что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 63-2019 «Государственный первичный специальный эталон единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости». Поверка СИКН осуществляется методом косвенных измерений.

Если очередной срок поверки СИ из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения внеочередной поверки СИ, то поверяется только это СИ, при этом поверку СИКН не проводят.

Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа СИКН, или в фактически обеспечиваемым при поверке СИКН диапазоне измерений с обязательным указанием информации об объеме проведения поверки СИКН. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

2 Перечень операций поверки

2.1 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 средства измерений	Раздел 6	Да	Да
Опробование средства измерений	Раздел 7	Да	Да
Проверка программного обеспечения средства измерений	Раздел 8	Да	Да
Определение метрологических характеристик средства измерений	Раздел 9	Да	Да
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Раздел 10	Да	Да

2.2 Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку не проводят.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Характеристики измеряемой среды при проведении поверки СИКН должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 3 описания типа СИКН.

3.2 Соответствие характеристик измеряемой среды проверяют по данным паспорта качества измеряемой среды.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Метрологические и технические требования к средствам поверки СИКН приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Метрологические и технические требования к средствам поверки СИКН

Номер пункта методики поверки	Обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки	Рекомендуемое средство поверки
7.3	Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256 (установка трубопоршневая (далее – ПУ) с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05\%$)	Установка поверочная СР-М (регистрационный № 27778-09)

4.2 Допускается применение аналогичных средств поверки с метрологическими и техническими характеристиками, обеспечивающими требуемую точность передачи единиц величин поверяемой СИКН.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые документами:

- в области охраны труда;
- в области промышленной безопасности;
- в области пожарной безопасности;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок;
- в области охраны окружающей среды.

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

5.3 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении поверки, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.0-2019 «Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования».

5.4 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.

5.5 Выполнение работ прекращают при обнаружении течи измеряемой среды в сварных и фланцевых соединениях оборудования СИКН.

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре СИКН должно быть подтверждено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации;
- на СИ из состава СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих применению СИКН и проведению ее поверки;

- надписи и обозначения на СИ из состава СИКН должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации.

6.2 Результат считают положительным, если выполняются вышеперечисленные требования.

6.3 СИКН, непрошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовка к поверке

7.1.1 Подготовка средств поверки и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

7.1.2 Проверяют наличие информации о результатах поверки в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ) и (или) свидетельств о поверке (свидетельств об аттестации) и (или) знаков поверки на средства поверки.

7.1.3 Проверяют правильность монтажа средства поверки.

7.1.4 Проверяют комплектность эксплуатационной документации на СИ из состава СИКН.

7.1.5 Проверяют герметичность СИКН.

При визуальном осмотре проверяют отсутствие утечек нефти через элементы оборудования и СИ из состава СИКН.

При обнаружении следов нефти на элементах оборудования или СИ из состава СИКН поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки нефти.

7.2 Опробование средства измерений

7.2.1 При опробовании СИКН проверяют действие и взаимодействие СИ в соответствии с руководством по эксплуатации СИКН, возможность формирования и получения отчетных документов следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на СИ из состава СИКН и средствах поверки;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и контроллерами измерительными FloBoss S600+ (далее – ИВК), ИВК и автоматизированными рабочими местами (АРМ) оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора;
- проводят опробование счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели CMF 300 (далее – СРМ), входящих в состав СИКН, с применением ПУ и ПП. При любом значении расхода из рабочего диапазона СРМ проводят не менее трех последовательных измерений. Для этого при любом значении расхода из рабочего диапазона СРМ одновременно проводят измерения массы брутто нефти СРМ, и массы брутто нефти, измеренной ПУ и ПП.

Численное значение массы брутто нефти, измеренное СРМ за одно измерение, должно быть не менее 5 % от значения расхода в точке диапазона измерений расхода.

Относительное отклонение результатов измерений массы брутто нефти контролируемым СРМ для каждого измерения (δ_i , %) вычисляют по формуле

$$\delta_i = \frac{M_i - M_{\text{кон}i}}{M_{\text{кон}i}} \cdot 100\% \quad (1)$$

где M_i – масса брутто нефти, измеренная СРМ при i -м измерении, т;

$M_{\text{кон}i}$ – масса брутто нефти, измеренная ПУ и ПП при i -м измерении, т.

Абсолютное значение относительного отклонения δ_i , % для каждого измерения не должно превышать $\pm 0,25$ % для рабочего СРМ и $\pm 0,20$ % для контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного.

Примечание – При периодической поверке СИКН опробование СРМ допускается не проводить, если с момента последнего контроля метрологических характеристик СРМ прошло не более одного интервала между контролями метрологических характеристик, указанного в графике контроля метрологических характеристик.

7.3 Результат считают положительным, если:

- измерительные компоненты из состава СИКН функционируют и взаимодействуют в штатном режиме;
- элементы СИКН обеспечены электропитанием;
- на элементах и компонентах СИКН отсутствуют следы нефти;
- относительное отклонение δ_i , %, для каждого измерения не превышает $\pm 0,25$ % для рабочего СРМ и $\pm 0,20$ % для контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения (ПО) ИБК и АРМ оператора, входящих в состав СИКН, сведениям, приведенным в описании типа СИКН.

8.2 Определение идентификационных данных ПО ИБК проводят в следующей последовательности:

- включить питание ИБК, если питание было выключено;
- дождаться после включения питания появления на дисплее ИБК главного меню или войти в главное меню;
- в главном меню нажатием клавиши «5» выбрать пункт меню «5.SYSTEM SETTINGS»;
- нажатием клавиши «7» выбрать пункт меню «7.SOFTWARE VERSION»;
- нажатием клавиши «Стрелка вправо» и «Стрелка влево» получить идентификационные данные с дисплея:

1) «VERSION CONTROL FILE CSUM» - цифровой идентификатор ПО, отображаемый в виде SW: ZZZZ, где ZZZZ – значение цифрового идентификатора, представленного в шестнадцатеричной системе счисления;

2) «VERSION CONTROL APPLICATION SW» - номер версии (идентификационный номер) ПО.

8.3 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора проводят в следующей последовательности:

Для отображения окна с информацией о цифровом идентификаторе метрологической значимой части ПО необходимо нажать на кнопку меню «Система».

8.4 Результат считают положительным, если полученные идентификационные данные ПО ИБК и АРМ оператора (идентификационное наименование, номер версии (идентификационный номер) и цифровой идентификатор) соответствуют идентификационным данным, указанным в описании типа СИКН.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН

9.1.1 Проверяют у СИ из состава СИКН наличие информации о результатах поверки в

ФИФОЕИ и действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке, и (или) записи в паспортах (формулярах), заверенных подписью поверителя и знаком поверки.

9.1.2 Перечень СИ из состава СИКН приведен в описании типа СИКН.

9.1.3 Входящие в состав СИКН СИ на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

9.1.4 Результат поверки считают положительным, если СИ из состава СИКН, имеют запись в ФИФОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки и (или) свидетельства о поверки и (или) записи в паспортах (формулярах).

9.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

9.2.1 При получении положительных результатов по 9.1 настоящей методики поверки, относительная погрешность измерений массы брутто нефти $\delta M_{БР}$, %, не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %.

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

9.3.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_H , %, вычисляют по формуле

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

где $\delta M_{БР}$ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;

ΔW_B – абсолютная погрешность определения массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{ХС}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей в нефти, %;

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей в нефти, %.

Массовую долю хлористых солей в нефти $W_{ХС}$, %, вычисляют по формуле

$$W_{ХС} = 0,1 \cdot \frac{\Phi_{ХС}}{\rho}, \quad (3)$$

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

$$\Delta W_{ХС} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \Phi_{ХС}}{\rho} \quad (4)$$

где $\Delta \Phi_{ХС}$ – абсолютная погрешность определения массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³, вычисляемая по формуле (5);

ρ – плотность нефти, измеренная ПП, кг/м³, а при отказе ПП, измеренная в лаборатории и приведенная к условиям измерений количества нефти в соответствии с Р 50.2.076 - 2010. ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения.

Абсолютные погрешности определения в лаборатории массовой доли воды ΔW_B , %, механических примесей $\Delta W_{МП}$, %, массовой концентрации хлористых солей в нефти, $\Delta \Phi_{ХС}$, мг/дм³, вычисляют по формуле

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

где R – предел воспроизводимости методов определения показателей качества нефти;

r – предел сходимости методов определения показателей качества нефти.

Значения R и r методов определения массовой доли воды и механических примесей приведены в ГОСТ 2477 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»,

ГОСТ 6370 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей.».

Значение r метода определения массовой концентрации хлористых солей приведено в ГОСТ 21534, значение R метода определения массовой концентрации хлористых солей принимают равным удвоенному значению r .

9.3.2 Результат проверки считают положительным, если относительная погрешность измерений массы нетто нефти не превышает $\pm 0,35 \%$.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по разделу 9 настоящей методики поверки СИКН считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки СИКН положительным.

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом согласно приложению А. При оформлении протокола поверки СИКН средствами вычислительной техники и вручную допускается форму протокола поверки СИКН представлять в измененном виде.

11.2 Сведения о результатах поверки СИКН передаются в ФИФОЕИ аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку.

11.3 По заявлению владельца СИКН или лица, представившего СИКН на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, в случае положительных результатов поверки выдает свидетельство о поверке, оформленное в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории РФ, или в случае отрицательных результатов поверки СИКН выдает извещение о непригодности к применению СИКН. Оформленные на бумажном носителе свидетельство о поверке СИКН или извещение о непригодности СИКН подписываются аккредитованным на поверку индивидуальным предпринимателем или руководителем, либо уполномоченным им лицом аккредитованного на поверку юридического лица, проводившего поверку СИКН. На свидетельство о поверке СИКН наносится действующий на дату выдачи свидетельства о поверке знак поверки аккредитованного на поверку лица. На извещение о непригодности ставится печать (при наличии) аккредитованного на поверку лица, проводившего поверку СИКН.

11.4 Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

11.5 В соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН проверяется наличие установленных паролей доступа к ПО ИВК и АРМ оператора СИКН в целях предотвращения несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений.

**Приложение А
(обязательное)**

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

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

А.1. Внешний осмотр средства измерений _____
(соответствует/не соответствует п. 6.2)

А.2. Опробование средства измерений _____
(соответствует/не соответствует п. 7.3)

А.3. Проверка программного обеспечения средства измерений _____
(соответствует/не соответствует п. 8.4)

Приложение А
(продолжение)

Номер протокола _____

Стр. _ из _

A.4. Определение метрологических характеристик средства измерений

A.4.1 Метрологические характеристики средств измерений, установленным при утверждении типа характеристикам _____
(соответствуют/не соответствуют п. 9.1.3)

A.4.2 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти установленным в соответствии с 9.2 пределам _____
(соответствует/не соответствует п. 9.2.1)

A.4.3 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти установленным в соответствии с 9.3 пределам _____
(соответствует/не соответствует п. 9.3.2)

должность лица,
проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки _____