

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

И.о. директора филиала



А.С. Тайбинский

2021 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 1524

Методика поверки

МП 1324-14-2021

Заместитель начальника отдела НИО-14

Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

Казань
2021

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛЬ	Фролов Э.В.
УТВЕРЖДЕНА	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 № 1524 (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 средства измерений из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения внеочередной поверки средства измерений, то поверяется только это средство измерений, 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 таблицах 3, 4 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 – ТПУ) с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05\%$)	Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная СФРЮ-550 (регистрационный № 72068-18)
7.3	Средство измерений плотности в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений плотности, утвержденной приказом Росстандарта от 01.11.2019 № 2603 (плотномер автоматический поточный (далее – ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,30 \text{ кг/м}^3$)	Преобразователь плотности и расхода CDM модификации CDM100P (регистрационный № 63515-16)

4.2 Возможно 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 измерительных компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих применению СИКН и проведению ее поверки;
- надписи и обозначения на измерительных компонентах СИКН должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации.

6.2 Результаты внешнего осмотра СИКН считают положительными, 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 средства 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 измерительные компоненты из состава СИКН.

7.1.5 Проверяют герметичность СИКН.

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

При обнаружении следов нефти на элементах оборудования или измерительных компонентах 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 компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность формирования и получения отчетных документов следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на измерительных компонентах СИКН и средства поверки;

- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и комплексом измерительно-вычислительным ИМЦ-07 (далее – ИВК), ИВК и автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора;

- проводят опробование расходомеров массовых Promass (модификация 300) (далее – РМ), входящих в состав СИКН, с применением ТПУ и ПП. При любом значении расхода из рабочего диапазона РМ проводят не менее трех последовательных измерений. Для этого при

любом значении расхода из рабочего диапазона РМ одновременно проводят измерения массы брутто нефти РМ, и массы брутто нефти, измеренной ТПУ и ПП. Проводят не менее трех последовательных измерений.

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

Относительное отклонение результатов измерений массы брутто нефти контролируемым РМ 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 РМ при i -м измерении, т;

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

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

Примечание – При периодической поверке СИКН опробование РМ допускается не проводить, если с момента последнего контроля метрологических характеристик РМ 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;
- абсолютное значение относительного отклонения δ_i , %, для каждого измерения не превышает 0,25 % для рабочего РМ и 0,20 % для контрольно-резервного РМ, применяемого в качестве контрольного.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения (ПО) СИКН сведениям, приведенным в описании типа на СИКН.

8.1.1 Определение идентификационных данных ПО ИВК проводят в соответствии с документом «Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Руководство по эксплуатации. РХ.7000.00.00.00.000 РЭ» в следующей последовательности:

- а) включить питание, если питание было выключено;
- б) дождаться после включения питания появления на дисплее главного меню или войти в главное меню;
- в) в главном меню выбрать пункт меню «Основные параметры»;
- г) выбрать пункт меню «Просмотр»;
- д) выбрать пункт меню «О программе», на экране появится диалоговое окно с информацией о ПО.

Результат подтверждения соответствия ПО ИВК считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО ИВК (идентификационное наименование, номер версии и цифровой идентификатор) соответствуют идентификационным данным, указанным в разделе «Программное обеспечение» описания типа системы для ИВК (таблица 2, ПО ИВК).

8.1.2 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора «ГКС Расход НТ» проводят в соответствии с руководством пользователя в следующей последовательности:

а) в основном меню, расположенном в верхней части экрана монитора АРМ оператора, выбрать пункт меню «О программе»;

б) нажать кнопку «Модули», на экране появится диалоговое окно с информацией о ПО.

Полученные результаты идентификации ПО АРМ оператора «ГКС Расход НТ» должны соответствовать данным, указанным в описании типа на СИКН (таблица 2, ПО АРМ оператора «ГКС Расход НТ»).

8.2 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 идентификационные данные ПО СИКН.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверка результатов поверки измерительных компонентов, входящих в состав СИКН

9.1.1 Проверяют у измерительных компонентов 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 измерительных компонентов из состава СИКН приведен в таблице 1 описания типа СИКН.

9.1.3 Результат проверки считают положительным, если средства измерений 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 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

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

где ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в лаборатории, %, не превышающая значения вычисленного по формуле (7). Массовая доля воды в нефти по результатам измерений объемной доли воды в нефти с применением влагомера поточного модели L (далее – ВП) вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_{\varphi B}}, \quad (3)$$

где $\Delta \varphi_B$ – основная абсолютная погрешность ВП, %;

ρ_B – плотность воды в нефти, принимают равной 1000 кг/м^3 ;

$\rho_{\varphi B}$ – плотность нефти при условиях измерений φ_B , кг/м^3 ;

W_B – массовая доля воды в нефти, определенная в лаборатории по ГОСТ 2477, %.
Массовая доля воды в нефти, определенная по результатам измерений ВП, вычисляется по формуле

$$W_B = \varphi_B \cdot \frac{\rho_B}{\rho_{\varphi_B}}, \quad (4)$$

где φ_B – объемная доля воды в нефти, измеренная ВП, %;

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

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, не превышающая значения вычисленного по формуле

$$\Delta W_{XC} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{XC}^2 - 0,5 \cdot r_{XC}^2}}{\rho_{XC} \cdot \sqrt{2}}, \quad (5)$$

где R_{XC} – воспроизводимость метода измерений массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей»;

r_{XC} – сходимостъ метода измерений массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534;

ρ_{XC} – плотность нефти при условиях измерений массовой доли хлористых солей в лаборатории, кг/м³;

W_{XC} – массовая доля хлористых солей в нефти, %, не превышающая значения вычисленного по формуле

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

где φ_{XC} – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории по ГОСТ 21534 (метод А);

$\rho_{изм}$ – плотность нефти при условиях измерений, φ_{XC} , кг/м³;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, определенная в лаборатории по ГОСТ 6370 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей», %.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды, 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 абсолютная погрешность его измерений не должна превышать значения вычисленного по формуле

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

где R и r – воспроизводимость и сходимостъ метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 6370.

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

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

10.1 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 средств измерений 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 программному обеспечению 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. 8.1.1, 8.1.2)

Приложение А
(продолжение)

Номер протокола

Стр. _ из _

А.4. Определение метрологических характеристик средства измерений

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

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

А.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 _____