

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

«15» апреля 2021 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 519

Методика поверки

МП 1279-14-21

Заместитель начальника отдела НИО-14

Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиалом ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛЬ	Фролов Э.В.
УТВЕРЖДЕНА	ВНИИР – филиалом ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

1 Общие положения

Настоящий документ предназначен для проведения поверки средства измерений «Система измерений количества и показателей качества нефти № 519» (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.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

2 Перечень операций поверки

2.1 При проведении поверки СИКН 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 СИКН 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

Средства поверки	Метрологические и технические требования	Рекомендуемые типы средств поверки
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))	Пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1\%$	Установка трубопоршневая «Сапфир» (регистрационный № 15355-01)

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 СИКН 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 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»);

- 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.

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

5.3 Средства поверки и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении поверки СИКН, 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 нефти 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 средство 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

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 сбора и обработки информации

систем учета нефти и нефтепродуктов «ОСТОПУС» («ОКТОПУС») (далее – ИВК), ИВК и автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора;

- проводят опробование преобразователей расхода жидкости турбинных HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм, модель TZ-N 100-300 (далее – ТПР), входящих в состав СИКН, с применением ТПУ. При любом значении расхода из рабочего диапазона ТПР проводят не менее трех последовательных измерений. При каждом измерении в соответствии с методикой поверки ТПР, определяют фактическое значение коэффициента преобразования ТПР. Определяют относительное отклонение значения коэффициента преобразования по формуле

$$\delta K = \frac{K_{\text{тек}} - K_{\text{уст}}}{K_{\text{уст}}} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где $K_{\text{тек}}$ – значение коэффициента преобразования ТПР, фактически определенное в текущей точке расхода, имп/м^3 ;

$K_{\text{уст}}$ – значение коэффициента преобразования ТПР, вычисленное ИВК, имп/м^3 .

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

7.3 Результат считают положительным, если:

- измерительные компоненты СИКН функционируют и взаимодействуют в штатном режиме;
- элементы СИКН обеспечены электропитанием;
- на элементах и компонентах СИКН отсутствуют следы нефти;
- абсолютное значение относительного отклонения значения коэффициента преобразования по результатам опробования рабочих и резервного ТПР не превышает $\pm 0,15 \%$.

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 Идентификационные данные ПО ИВК проводят в соответствии с его руководством пользователя.

Для получения идентификационных данных ПО ИВК входят в подпункт «Сведения о ПО». После входа в подпункт на экране отображается окно «О программе» с информацией о программном обеспечении ИВК.

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 таблице 2 описания типа СИКН.

8.1.2 Определение идентификационных данных ПО «Rate АРМ оператора УУН» проводят в соответствии с документом «Программный комплекс ПО «Rate АРМ оператора УУН». Руководство пользователя».

Для получения идентификационных сведений нажимают кнопку «Версия». После нажатия откроется окно с информацией о свидетельствах для ПО. В появившемся окне необходимо нажать кнопку «Получить данные по библиотеке». После нажатия откроется окно с информацией об идентификационных данных ПО.

Полученные результаты идентификации ПО «Rate АРМ оператора УУН» должны соответствовать данным, указанным в таблице 2 описания типа СИКН.

8.2 В случае, если идентификационные данные ПО СИКН не соответствуют данным, указанным в описании типа 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 средств измерений, входящих в состав СИКН

9.1.1 Проверяют у средств измерений из состава СИКН наличие информации о результатах поверки в ФИФ ОЕИ 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 средств измерений 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 ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспортах (формулярах).

Примечание – Показывающие средства измерений температуры и давления должны быть поверены.

9.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

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

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

где ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в лаборатории, %, не превышающая значения вычисленного по формуле (5).

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, не превышающая значения вычисленного по формуле (5);

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

$$\Delta W_{XC} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{XC}^2 - 0,5 \cdot r_{XC}^2}}{\rho_{XC} \cdot \sqrt{2}}, \quad (3)$$

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} – сходимости 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

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{XC}}{\rho_{изм}}, \quad (4)$$

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 6370-2018 «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

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

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 настоящего документа 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 ФИФ ОЕИ 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 ПО ИВК и АРМ оператора СИКН в целях предотвращения несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений.

**Приложение А
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки СИКН

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

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

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

А.3. Проверка программного обеспечения средства измерений _____
(соответствует/не соответствует пп. 8.1.1, 8.1.2)

А.4. Определение метрологических характеристик средства измерений

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

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

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

должность лица,
проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки _____