

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

«10» августа 2021 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 1508

ПСП «КОНДАНЕФТЬ»

Методика поверки

МП 1317-14-21

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 № 1508 ПСП «Конданефть» (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.

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 Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа СИКН, или в фактически обеспечиваемом 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.

3.2 Характеристики измеряемой среды при проведении поверки СИКН должны соответствовать требованиям, приведенным в таблицах 3, 4 описания типа СИКН.

3.3 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
7.2.1	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 $\pm 0,1\%$).	Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB (регистрационный № 62207-15)
7.2.1	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 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», Постановлением 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 Российской Федерации.

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 Подготовку 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 средств 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 руководством 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 (с датчиком F и электронным преобразователем 83) (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

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

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

$M_{\text{конт}}$ – масса брутто нефти, измеренная ТПУ с 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 % в точке расхода 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:

- средства измерений 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 % в точке расхода 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 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 ПО 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 АРМ оператора «ФОРВАРД «Pro» проводят в следующей последовательности:

- на главном окне программы необходимо нажать вкладку «О программе», находящуюся в левом верхнем углу экрана; в открывшемся окне приведены сведения о версии ПО;

- далее необходимо нажать вкладку «Модули»; в открывшемся окне приведены сведения о идентификационном наименовании модуля ПО и его цифровой идентификатор.

Полученные результаты идентификации ПО АРМ оператора «ФОРВАРД «Pro» 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 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 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 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 (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} – сходимост ь 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 сходимост ь 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 оформляются 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 Российской Федерации, 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 руководством 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

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

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

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

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)

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 _____