



ООО ЦМ «СТП»

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре
аккредитованных лиц RA.RU.311229

«СОГЛАСОВАНО»

Технический директор по испытаниям
ООО ЦМ «СТП»

В.В. Фефелов

2025 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 392
на ПСП «Зеленоборск»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 1906/1-311229-2025

г. Казань
2025

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 392 на ПСП «Зеленоборск (далее – СИКН), заводской № 01, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации и после ремонта.

1.2 СИКН соответствует требованиям к средству измерений в соответствии с Государственной поверочной схемой 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 26 сентября 2022 г. № 2356 и прослеживается к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63–2019.

1.3 Определение метрологических характеристик

1.3.1 Метрологические характеристики средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ).

1.3.2 Метрологические характеристики СИКН подтверждаются расчетным методом.

1.4 Если очередной срок поверки СИ, входящего в состав СИКН, наступает до очередного срока поверки СИКН, или появляется необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИ, входящего в состав СИКН, то поверяют только данное СИ, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

1.5 Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в ФИФОЕИ.

1.6 В результате поверки подтверждаются метрологические характеристики, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 22 до 120
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки должны быть выполнены операции, представленные в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень операций поверки

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которыми выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	6
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	7
Проверка идентификационных данных программного обеспечения	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	9

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которыми выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Оформление результатов поверки средства измерений	Да	Да	10

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

3 Требования к условиям проведения поверки средства измерений

3.1 Поверку проводят при условиях, сложившихся на момент проведения поверки и удовлетворяющих условиям эксплуатации СИКН.

3.2 При проведении поверки соблюдают требования безопасности, производственной санитарии и охраны окружающей среды, действующие на объекте, а также требования безопасности, приведенные в эксплуатационных документах используемых эталонов и СИ.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки СИКН применяют средства поверки, указанные в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень средств поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
7, 8, 9, 10	<p>Средство измерений температуры окружающей среды: диапазон измерений от +15 до +25 °C, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$</p> <p>Средство измерений относительной влажности окружающей среды: диапазон измерений от 30 до 90 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 5 \%$</p> <p>Средство измерений атмосферного давления: диапазон измерений от 84,0 до 106,7 кПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления $\pm 0,5 \text{ kPa}$</p>	Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер 46434-11 в ФИФОЕИ)
7	Средство воспроизведения силы постоянного тока от 4 до 20 мА, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 8 \text{ } \mu\text{A}$	Калибратор многофункциональный и коммуникатор BEAMEX MC6 (-R) (регистрационный номер 52489-13 в ФИФОЕИ) (далее – калибратор)

4.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СИКН с требуемой точностью.

4.3 Применяемые эталоны и СИ должны соответствовать требованиям нормативных правовых документов Российской Федерации в области обеспечения единства измерений.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении поверки должны соблюдаться требования правил безопасности при эксплуатации средств поверки и СИКН, приведенных в их эксплуатационных документах, и инструкций по охране труда, действующих на объекте.

5.2 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, руководства (инструкции) по эксплуатации СИКН и средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда.

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре проверяют:

- состав СИ, входящих в состав СИКН, и комплектность СИКН;

- пломбировку СИ, входящих в состав СИКН (при наличии информации в описании типа данных СИ об указании мест и способов ограничения доступа к местам настройки (регулировки));

- отсутствие механических повреждений СИКН, препятствующих ее применению;

- четкость надписей и обозначений на маркировочных табличках СИКН и его компонентов.

6.2 Поверку продолжают, если:

- состав СИ и комплектность СИКН соответствуют описанию типа СИКН;

- пломбировка СИ, входящих в состав СИКН, выполнена в соответствии со сведениями в описаниях типа данных СИ;

- отсутствуют механические повреждения СИКН, препятствующие ее применению;

- надписи и обозначения на маркировочных табличках четкие.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Выполняют следующие подготовительные операции:

- проверяют наличие заземления СИ, работающих под напряжением;

- средства поверки и СИКН устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;

- осуществляют соединение и подготовку к проведению измерений средств поверки и СИКН в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

7.2 Проверяют наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФОЕИ и действующих знаков поверки на все средства поверки.

7.3 Проверяют соответствие текущих измеренных СИКН значений температуры, давления и массового расхода данным, отраженным в описании типа СИКН.

7.4 Собирают и заполняют нефтью технологическую схему. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек через фланцевые, резьбовые и уплотнительные соединения элементов технологической схемы СИКН. На элементах технологической схемы СИКН не должно наблюдаться подтекания нефти. При обнаружении подтекания нефти поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки.

7.5 При опробовании проверяют работоспособность СИКН в соответствии с эксплуатационными документами, путем увеличения или уменьшения скорости потока (расхода) нефти в пределах рабочего диапазона измерений и просмотра отображения измеренных значений СИ СИКН на экране автоматизированного рабочего места оператора.

7.6 Результаты опробования считают положительными, если:

- все средства поверки имеют действующие сведения о поверке;

- подготовительные операции выполнены;

- подтекания нефти отсутствуют;

- отсутствуют сообщения об ошибках; текущие измеренные значения сигналов соответствуют данным, отраженным в описании типа СИКН; при увеличении или уменьшении значения сигнала калибратора соответствующим образом изменяется значение измеряемой величины на мониторе автоматизированного рабочего места оператора.

8 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

8.1 Проверку идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) СИКН проводят путем сравнения идентификационных данных ПО СИКН с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и отраженными в описании типа СИКН.

8.2 Проверку идентификационных данных ПО СИКН проводят в соответствии с руководством по эксплуатации СИКН.

8.3 Результаты проверки идентификационных данных ПО СИКН считаются положительными, если идентификационные данные ПО СИКН совпадают с исходными, указанными в описании типа СИКН.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН

9.1.1 СИ, входящие в состав СИКН, на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, установленными при утверждении типа этих СИ.

9.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

9.2.1 Относительную погрешность измерений массы брутто $\delta_{M_{bp}}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{M_{bp}} = \pm \sqrt{\delta_q^2 + \delta_N^2 + \delta_t^2}, \quad (9.1)$$

- где δ_q – относительная погрешность счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели CMF, применяемых в составе СИКН, при измерении массового расхода и массы жидкости, %;
- δ_N – относительная погрешность измерительно-вычислительных контроллеров ONMI-6000, применяемых в составе СИКН, при измерении количества импульсов, %;
- δ_t – относительная погрешность измерительно-вычислительных контроллеров ONMI-6000, применяемых в составе СИКН, при вычислении массы среды, %.

9.2.2 При поверке счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели CMF, применяемых в составе СИКН, согласно документу МИ 3151–2008 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности (с изменениями № 1, 2)» относительная погрешность измерений массы брутто нефти принимается равной относительной погрешности счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели CMF, применяемых в составе СИКН.

9.2.3 Результаты определения относительной погрешности измерений массы брутто нефти считаются положительными, если значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти не превышает $\pm 0,25\%$.

9.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти

9.3.1 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

9.3.1.1 Относительная погрешность СИКН при измерении массы нетто нефти δ_{M_n} , %, определяется по формуле

$$\delta_{M_n} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{M_{bp}}^2 + \frac{(\Delta_{W_b})^2 + (\Delta_{W_{mp}})^2 + (\Delta_{W_{xc}})^2}{\left(1 - \frac{W_b + W_{mp} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (9.2)$$

- где $\delta_{M_{bp}}$ – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

- Δ_{W_b} – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;

- $\Delta_{W_{\text{мп}}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
 $\Delta_{W_{\text{ xc}}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %;
 $W_{\text{в}}$ – массовая доля воды в нефти, %;
 $W_{\text{мп}}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;
 $W_{\text{ xc}}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

9.3.1.2 Доверительные границы абсолютной погрешности (при вероятности 0,95) определения массовой доли воды в нефти $\Delta_{W_{\text{в}}}$, %, при определении массовой доли воды в нефти методом лабораторного анализа по ГОСТ 2477–2014, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_{\text{в}}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{в}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{в}}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (9.3)$$

где $R_{\text{в}}$ – воспроизводимость метода измерений массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477–2014, %;
 $r_{\text{в}}$ – сходимость метода измерений массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477–2014, %.

9.3.1.3 Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти $\Delta_{W_{\text{мп}}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_{\text{мп}}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{мп}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{мп}}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (9.4)$$

где $R_{\text{мп}}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–2018, выраженная в массовых долях, %;
 $r_{\text{мп}}$ – сходимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–2018, выраженная в массовых долях, %.

9.3.1.4 Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти $\Delta_{W_{\text{ xc}}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_{\text{ xc}}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{\text{ xc}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{ xc}}^2}}{\rho_{\text{н}} \cdot \sqrt{2}}, \quad (9.5)$$

где $R_{\text{ xc}}$ – воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–2021, выраженная в массовых долях, мг/дм³;
 $r_{\text{ xc}}$ – сходимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–2021, выраженная в массовых долях, мг/дм³;
 $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, измеренная поточными преобразователями плотности или в химико-аналитической лаборатории и приведенная к условиям измерений массы нефти, кг/м³.

9.3.1.5 Массовую долю воды в нефти $W_{\text{в}}$, %, рассчитывают по формуле

$$W_{\text{в}} = \frac{\Phi_{\text{в}} \cdot \rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{н}}}, \quad (9.6)$$

где $\Phi_{\text{в}}$ – объемная доля воды в нефти, %;
 $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды при температуре измерений объемной доли воды в нефти, кг/м³, принимаемая равной 1000 кг/м³;
 $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти при температуре измерений объемной доли воды в нефти, принимаемой измеренной поточными СИ, или лабораторными автоматизированными СИ плотности, или ареометром в химико-аналитической лаборатории, приведенной к условиям измерений объемной доли воды в нефти, кг/м³.

9.3.1.6 Массовую долю хлористых солей в нефти $W_{\text{ xc}}$, %, вычисляют по формуле

$$W_{xc} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{xc}}{\rho_m}, \quad (9.7)$$

где φ_{xc} – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³.

9.3.1.7 Результаты расчета по формулам (9.3)–(9.7) округляют до третьего знака после запятой, по формуле (9.2) – до второго знака после запятой.

9.3.1.8 Результаты определения относительной погрешности измерений массы нетто нефти считают положительными, если значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти не превышает $\pm 0,35\%$.

9.3.2 Расчет относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нетто нефти выполняют ручным методом или при помощи программного комплекса.

10 Оформление результатов поверки средства измерений

10.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом поверки произвольной формы с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, заключения по результатам поверки.

10.2 Аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку СИКН, в ФИФОЕИ передаются сведения о результатах поверки.

10.3 При положительных результатах поверки, по письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет свидетельство о поверке СИКН в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.

10.4 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

10.5 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают. По письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.