



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

«10»

2024 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти на
ПСП «Михайловка»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 1001/1-311229-2024

г. Казань
2024

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Михайловка» (далее – СИКН), заводской № 2425–17, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

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 появилась 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, или фактически обеспечиваемом при поверке, с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в ФИФОЕИ. Фактический диапазон измерений СИКН не может превышать диапазон измерений, указанный в описании типа СИКН.

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 36 до 260
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
* Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

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	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при	
		Первичной поверке	Периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений	6	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	7	Да	Да
Проверка идентификационных данных	8	Да	Да

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при	
		Первичной поверке	Периодической поверке
программного обеспечения			
Определение метрологических характеристик средства измерений	9	Да	Да
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10	Да	Да
Оформление результатов поверки средства измерений	11	Да	Да

2.2 Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку СИКН не проводят и переходят к пункту 11 методики поверки.

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

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип (условное обозначение) основного или вспомогательного средства поверки; обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки	Пример возможного средства поверки с указанием наименования, заводского обозначения, а при наличии – обозначения типа, модификации
7, 8, 9, 10	СИ температуры окружающей среды: диапазон измерений от 10 до 40 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ °С СИ относительной влажности окружающей среды: диапазон измерений от 30 до 80 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений ± 5 % СИ атмосферного давления: диапазон измерений от 84,0 до 106,7 кПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления $\pm 0,5$ кПа	Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер 46434-11 в ФИФОЕИ)
7	Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с Приказом Росстандарта от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении	Калибратор многофункциональный и коммуникатор

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип (условное обозначение) основного или вспомогательного средства поверки; обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки	Пример возможного средства поверки с указанием наименования, заводского обозначения, а при наличии – обозначения типа, модификации
	государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»	BEAMEX MC5 (-R) (регистрационный номер 52489-13 в ФИФОЕИ) (далее – калибратор)
	Средство воспроизведения импульсных сигналов: диапазон воспроизведения последовательности импульсов от 0 до 9999999 импульсов	

4.2 Допускается применение СИ с метрологическими и техническими характеристиками, не уступающие требованиям, изложенным в таблице 3.

4.3 Применяемые СИ должны быть утвержденного типа, а также поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и допущены к применению.

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 компонентов СИКН.

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 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.

7.4 При опробовании проверяют функционирование задействованных измерительных каналов (далее – ИК) температуры, давления, расхода, объемной доли воды и плотности. Отключают первичные измерительные преобразователи (далее – ПИП) и с помощью калибратора подают сигналы на каждый вход контроллеров измерительно-вычислительных OMNI 3000/6000 (далее – ИВК), соответствующего ИК, имитирующие сигналы от ПИП.

7.5 Результаты поверки по 7 считают положительными, если:

- выполнены требования, изложенные в 7.1 и 7.2;
- отсутствуют сообщения об ошибках на дисплее ИВК;
- при увеличении/уменьшении с помощью калибратора значений входных сигналов соответствующим образом изменяются значения измеряемых величин на дисплее ИВК.

8 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

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

8.1.1 Проверку ПО ИВК выполняют для каждого ИВК в следующей последовательности:

- на лицевой панели соответствующего ИВК нажать клавишу «Статус»;
- нажать клавишу «Enter»;
- нажимая клавишу «↓», пролистать до отображения необходимых идентификационных данных.

8.1.2 Проверку ПО автоматизированного рабочего места оператора (далее – АРМ оператора) выполняют в следующей последовательности:

- на мониторе рабочей станции АРМ оператора открыть вкладку «Диагностика»;
- нажать на кнопку «Контрольные суммы».

8.1.3 Результаты проверки ПО СИКН считают положительными, если идентификационные данные ПО СИКН совпадают с указанными в описании типа СИКН.

8.2 Проверка работоспособности

8.2.1 Проверяют:

- отсутствие на АРМ оператора сообщений об ошибках;
- соответствие текущих измеренных СИКН значений температуры, давления, расхода и влагосодержания данным, отраженным в описании типа СИКН.

8.2.2 Результаты проверки работоспособности считают положительными, если:

- на АРМ оператора отсутствуют сообщения об ошибках;
- текущие измеренные СИКН значения температуры, давления, расхода и плотности соответствуют данным, отраженным в описании типа СИКН.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН

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 при измерении массы брутто нефти

9.2.1 При поверке счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (далее – РМ), входящих в состав СИКН, по документу МП 45115-16 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» с изменением № 1, относительную погрешность измерений массы брутто нефти δ_M , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_M = \pm \sqrt{\delta_{qo}^2 + \delta_N^2}, \quad (9.1)$$

где δ_{qo} – относительная погрешность РМ при измерении массового расхода и массы, %;

δ_N – относительная погрешность ИВК преобразования входных электрических сигналов в значения величины массы, %. Указывают в соответствии со сведениями о поверке ИВК.

9.2.2 При поверке РМ, входящих в состав СИКН, на месте эксплуатации по 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» или по МИ 3272–2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности» пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти δ_M , %, принимают равной относительной погрешности РМ.

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

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

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

где Δ_{W_B} – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta_{W_{мп}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta_{W_{xc}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %;

W_B – массовая доля воды в нефти, %;

$W_{мп}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;

W_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

9.3.2 Определение абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефти

9.3.2.1 Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти Δ_{W_B} , %, при измерении объемной доли воды с применением влагомеров нефти поточных УДВН-1пм (далее – ВН), вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_B} = \pm \frac{\Delta_{\phi_B} \cdot \rho_B}{\rho_n}, \quad (9.3)$$

где Δ_{ϕ_B} – абсолютная погрешность определения объемной доли воды в нефти с применением ВН, %;

ρ_B – плотность воды при температуре измерений объемной доли воды в нефти, кг/м³. Принимается равной 1000 кг/м³;

ρ_n – 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.

9.3.2.2 Абсолютную погрешность определения объемной доли воды в нефти с применением ВН $\Delta\varphi_{\text{в}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta\varphi_{\text{в}} = \pm \sqrt{\Delta\varphi_{\text{влосн}}^2 + \Delta\varphi_{\text{влдоп}}^2 + \Delta\varphi_{\text{оснбар}}^2 + \Delta\varphi_{\text{допбар}}^2 + \Delta\varphi_{\text{ИВКосн}}^2}, \quad (9.4)$$

где $\Delta\varphi_{\text{влосн}}$ – основная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВН, объемная доля воды, %;

$\Delta\varphi_{\text{влдоп}}$ – дополнительная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВН, при изменении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от средней температуры рабочего диапазона, объемная доля воды, %;

$\Delta\varphi_{\text{оснбар}}$ – основная абсолютная погрешность барьеров искрозащиты, при преобразовании токового сигнала, объемная доля, %;

$\Delta\varphi_{\text{допбар}}$ – дополнительная абсолютная погрешность барьеров искрозащиты, при преобразовании токового сигнала, объемная доля, %;

$\Delta\varphi_{\text{ИВКосн}}$ – основная абсолютная погрешность ИВК, при преобразовании токового сигнала, объемная доля, %.

9.3.2.3 Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти $\Delta w_{\text{в}}$, %, при определении массовой доли воды методом лабораторного анализа по ГОСТ 2477–2014, вычисляют по формуле

$$\Delta w_{\text{в}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{в}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{в}}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (9.5)$$

где $R_{\text{в}}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %;

$r_{\text{в}}$ – сходимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %.

9.3.3 Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти $\Delta w_{\text{мп}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta w_{\text{мп}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{мп}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{мп}}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (9.6)$$

где $R_{\text{мп}}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %;

$r_{\text{мп}}$ – сходимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %.

9.3.4 Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти $\Delta w_{\text{хс}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta w_{\text{хс}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{\text{хс}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{хс}}^2}}{\rho_{\text{м}} \cdot \sqrt{2}}, \quad (9.7)$$

где $R_{\text{хс}}$ – воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–2021, выраженная в массовых долях, мг/дм³;

$r_{\text{хс}}$ – сходимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–2021, выраженная в массовых долях, мг/дм³;

$\rho_{\text{м}}$ – плотность нефти, измеренная поточными преобразователями плотности или в химико-аналитической лаборатории и приведенная к условиям

измерений массы нефти, кг/м³.

9.3.5 Массовую долю воды в нефти W_B , %, рассчитывают по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_H}, \quad (9.9)$$

где φ_B – объемная доля воды в нефти, %;
 ρ_B – плотность воды при температуре измерений объемной доли воды в нефти, кг/м³, принимаемая равной 1000 кг/м³;
 ρ_H – 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.

9.3.6 Массовую долю хлористых солей в нефти W_{xc} , %, вычисляют по формуле

$$W_{xc} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{xc}}{\rho_M}, \quad (9.10)$$

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

9.3.7 Результаты расчета по формулам (9.3) – (9.10) округляют до третьего знака после запятой, по формуле (9.2) – до второго знака после запятой.

9.3.8 Допускается выполнять определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти и относительной погрешности измерений массы нетто нефти с помощью автоматизированных средств расчета.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

СИКН соответствует метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, и результаты поверки СИКН считают положительными, если:

- СИ, входящие в состав СИКН, поверены в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации по документам на поверку, установленным при утверждении типа данных СИ;

- относительная погрешность измерений массы брутто нефти не выходит за пределы $\pm 0,25$ %;

- относительная погрешность измерений массы нетто нефти не выходит за пределы $\pm 0,35$ %.

11 Оформление результатов поверки средства измерений

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

11.2 Сведения о результатах поверки средств измерений передаются в ФИФОЕИ проводящими поверку СИКН юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями, аккредитованными на проведение поверки СИ.

11.3 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.

11.4 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

11.5 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.