



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

2024 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1516

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 1704/1-311229-2024

г. Казань
2024

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 1516 (далее – СИКН), заводской № 2046-15, 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 (далее – ГПС). Прослеживаемость при поверке СИКН обеспечивается в соответствии с ГПС 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 231 до 1292
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 программного обеспечения средства измерений	8	Да	Да
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	Средство измерений температуры окружающей среды: диапазон измерений от 5 до 30 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ °С	Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер 46434-11 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений)
	Средство измерений относительной влажности окружающей среды: диапазон измерений от 30 до 90 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений ± 5 %	
	Средство измерений атмосферного давления: диапазон измерений от 84 до 106,7 кПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления $\pm 0,5$ кПа	

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 её применению;
- четкость надписей и обозначений на маркировочных табличках СИКН и ее 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 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 Проверка работоспособности

7.4.1 Проверяют:

- отсутствие в контроллерах измерительных FloBoss S600+ (далее – ИВК) и на автоматизированном рабочем месте оператора (далее – АРМ оператора) сообщений об ошибках;

- соответствие текущих измеренных СИКН значений температуры, давления, расхода, влагосодержания и плотности данным, отраженным в описании типа СИКН.

7.4.2 Результаты проверки работоспособности считают положительными, если:

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

8 Проверка программного обеспечения средства измерения

8.1 Проверку 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 ПО СИКН считают положительными, если идентификационные данные ПО СИКН совпадают с исходными, указанными в описании типа СИКН.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

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 пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти

9.2.1 При поверке счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (далее – СРМ) по документу «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки», утвержденному ВНИИМС 25 июля 2010 г., относительную погрешность измерений массы брутто $\delta_{Мбр}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{Мбр} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_q^2 + \delta_N^2 + \delta_{выч}^2}, \quad (9.1)$$

где δ_q – относительная погрешность СРМ при измерении массового расхода и массы жидкости, %;

δ_N – относительная погрешность ИВК при преобразовании входного импульсного сигнала, %;

$\delta_{выч}$ – допускаемая относительная погрешность ИВК при вычислении массового расхода (массы) измеряемой среды, %.

9.2.2 Относительную погрешность ИВК при преобразовании входного импульсного сигнала δ_N , %, вычисляют по формуле

$$\delta_N = \pm \frac{\Delta_N}{N} \cdot 100, \quad (9.2)$$

где Δ_N – пределы допускаемой абсолютной погрешности ИВК при измерении количества импульсов, импульс;

N – количество импульсов, подсчитанное ИВК, импульс.

9.2.3 При поверке СРМ 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», относительная погрешность измерений массы брутто нефти принимается равной относительной погрешности СРМ.

9.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти

9.3.1 Относительная погрешность СИКН при измерении массы нетто нефти $\delta_{Мн}$, %, определяется по формуле:

$$\delta_{Мн} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{Мбр}^2 + \frac{(\Delta_{W_B})^2 + (\Delta_{W_{мп}})^2 + (\Delta_{W_{xc}})^2}{\left[1 - \frac{W_B + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (9.3)$$

- 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 вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_B} = \pm \frac{\Delta_{\varphi_B} \cdot \rho_B}{\rho_H}, \quad (9.4)$$

- где Δ_{φ_B} – абсолютная погрешность определения объемной доли воды в нефти с применением влагомеров нефти поточных УДВН-1пм, %;
- ρ_B – плотность воды при температуре измерений объемной доли воды в нефти, кг/м³. Принимается равной 1000 кг/м³;
- ρ_H – плотность нефти при температуре измерений объемной доли воды в нефти, принимаемая равной измеренной поточным преобразователем плотности или ареометром в 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 влагомеров нефти поточных УДВН-1пм Δ_{φ_B} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{\varphi_B} = \pm \sqrt{(\Delta\varphi_{\text{влюсн}} + \Delta\varphi_{\text{влдоп}})^2 + \Delta\varphi_{\text{баросн}}^2 + \Delta\varphi_{\text{бардоп}}^2 + \Delta\varphi_{\text{ИВКосн}}^2 + \Delta\varphi_{\text{ИВКдоп}}^2}, \quad (9.5)$$

- где $\Delta\varphi_{\text{влюсн}}$ – основная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды влагомеров нефти поточных УДВН-1пм, объемная доля воды, %;
- $\Delta\varphi_{\text{влдоп}}$ – дополнительная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды влагомеров нефти поточных УДВН-1пм, объемная доля воды, %;
- $\Delta\varphi_{\text{баросн}}$ – основная абсолютная погрешность измерений барьером искрозащиты, объемная доля, %;
- $\Delta\varphi_{\text{бардоп}}$ – дополнительная абсолютная погрешность измерений барьером искрозащиты, объемная доля, %;
- $\Delta\varphi_{\text{ИВКосн}}$ – основная абсолютная погрешность контроллера измерительного FloBoss S600+, при преобразовании токового сигнала, объемная доля, %;
- $\Delta\varphi_{\text{ИВКдоп}}$ – дополнительная абсолютная погрешность контроллера измерительного FloBoss S600+, при преобразовании токового сигнала, объемная доля, %.

9.3.2.3 Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти Δ_{W_B} , %, при определении массовой доли воды методом лабораторного анализа по ГОСТ 2477–2014, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_B} = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - 0,5 \cdot r_B^2}}{\sqrt{2}}, \quad (9.6)$$

- где R_B – воспроизводимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %;
- r_B – сходимостъ 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 $\Delta W_{мп}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{мп} = \pm \frac{\sqrt{R_{мп}^2 - 0,5 \cdot r_{мп}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (9.7)$$

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

9.3.4 Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти ΔW_{xc} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{xc} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}}{\rho_m \cdot \sqrt{2}}, \quad (9.8)$$

где R_{xc} – воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–2021, выраженная в массовых долях, мг/дм³;
 r_{xc} – сходимости метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–2021, выраженная в массовых долях, мг/дм³;
 ρ_m – плотность нефти, измеренная поточным преобразователем плотности, а при отсутствии поточного преобразователя плотности – измеренной в лаборатории и приведенной к условиям измерений массы нефти, кг/м³.

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

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

где φ_B – объемная доля воды в нефти, %.

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 (9.4) – (9.10) округляют до третьего знака после запятой, по формуле (9.3) – 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 комплекса считают положительными, если:

– СИ, входящие в состав СИКН, поверены в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории РФ 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 Аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку СИКН, в ФИФОЕИ передаются сведения о результатах поверки.

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 РФ.

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 РФ.