



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

2021 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти №11533
ЦПС «Каменное» ООО «РИТЭК»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 2512/1-311229-2021

г. Казань
2021

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти №11533 ЦПС «Каменное» ООО «РИТЭК» (далее – СИКН), заводской № 11533, изготовленную АО «ГМС Нефтемаш», г. Тюмень, 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 (далее – СИ), установленным:

– Государственной поверочной схемой для СИ массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной Приказом Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256, и прослеживается к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019;

– Государственной поверочной схемой для СИ избыточного давления до 4000 МПа, утвержденной Приказом Росстандарта от 29 июня 2018 г. № 1339, и прослеживается к Государственному первичному эталону единицы давления ГЭТ 23-2010;

– ГОСТ 8.558–2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для СИ температуры» и прослеживается к Государственному первичному эталону единицы температуры в диапазоне от 0 до 3200 °С ГЭТ 34-2020 и Государственному первичному эталону единицы температуры-кельвина в диапазоне от 0,3 К до 273,16 К ГЭТ 35-2021;

– ГОСТ 8.614–2013 «Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для СИ объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов» и прослеживается к Государственному первичному специальному эталону единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов ГЭТ 87-2011;

– Государственной поверочной схемой для СИ плотности, утвержденной Приказом Росстандарта от 01 ноября 2019 г. № 2603, и прослеживается к Государственному первичному эталону единицы плотности ГЭТ 18-2014.

1.3 Метрологические характеристики первичных измерительных преобразователей измерительных каналов (далее – ИК) СИКН определяются методом непосредственного сличения. Метрологические характеристики СИКН методом косвенных измерений.

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

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки должны быть выполнены операции, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – 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

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при	
		Первичной поверке	Периодической поверке
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10	Да	Да
Оформление результатов поверки	11	Да	Да
Примечание – При получении отрицательных результатов по какому-либо пункту методики поверки поверку СИКН прекращают.			

3 Требования к условиям проведения поверки

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

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки СИКН применяют средства поверки, указанные в таблице 2.

Таблица 2 – 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
6, 7, 8, 9	Средство измерений температуры окружающей среды: пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ °С Средство измерений относительной влажности окружающей среды: пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений ± 5 % Средство измерений атмосферного давления: пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ кПа	Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер 46434-11 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений)
9	Средство воспроизведения сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА: пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения ± 6 мкА	Калибратор многофункциональный и коммуникатор ВЕАМЕХ МС6 (-R) (регистрационный номер 52489-13 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) (далее – калибратор)

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

4.3 Применяемые эталоны и средства поверки 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, инструкции (руководства) 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 и комплектность СИКН;
- отсутствие механических повреждений СИКН, препятствующих ее применению;
- отсутствие протечек измеряемой среды;
- четкость надписей и обозначений;
- наличие и целостность пломб.

6.2 Результаты поверки по 6 считают положительными, если:

- состав СИ и комплектность СИКН соответствуют описанию типа и паспорту СИКН;
- отсутствуют механические повреждения СИКН, препятствующие ее применению;
- отсутствуют протечки;
- надписи и обозначения четкие;
- СИ, входящие в состав СИКН, опломбированы в соответствии с описаниями типа и (или) эксплуатационными документами данных СИ и СИКН.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Выполняют следующие подготовительные операции:

- изучают техническую и эксплуатационную документацию СИКН;
- изучают настоящую методику поверки и руководства по эксплуатации средств поверки;
- средства поверки выдерживают при температуре, указанной в разделе 3, не менее двух часов;
- средства поверки и СИКН устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;
- устанавливают соответствие параметров конфигурации СИКН данным, зафиксированным в описании типа и эксплуатационных документах СИКН.

7.2 Результаты поверки по 7 считают положительными при выполнении требований, изложенных в 7.1.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверку программного обеспечения (далее – ПО) СИКН проводят сравнением идентификационных данных ПО СИКН с идентификационными данными, 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 «Информация»;
- 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».

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

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверяют сведения о поверке средств измерений, входящих в состав СИКН (кроме барьеров искрозащиты).

9.2 Отключают первичный измерительный преобразователь ИК, на вход барьера искрозащиты подключают калибратор и задают сигнал силы постоянного тока. В качестве контрольных точек принимают точки 4; 8; 12; 16; 20 мА.

В каждой контрольной точке рассчитывают абсолютную погрешность измерений сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА Δ_I , мкА, по формуле

$$\Delta_I = I_{\text{изм}} - I_{\text{эт}}, \quad (1)$$

где $I_{\text{изм}}$ – значение силы постоянного тока, измеренное СИКН, мА;

$I_{\text{эт}}$ – значение силы постоянного тока, заданное калибратором, мА.

Операции по 9.2 проводят для каждого ИК температуры, давления, влагосодержания, плотности по показаниям рабочего и резервного измерительно-вычислительных комплексов СИКН.

9.3 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти принимают равной относительной погрешности измерений массового расхода (массы) счетчиков-расходомеров массовых, входящих в состав СИКН.

9.4 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_H , %, рассчитывают по формуле

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

где δM – относительная погрешность измерений массы нефти, %;

ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{\text{МП}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta W_{\text{ХС}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %;

W_B – массовая доля воды в нефти, %;

$W_{\text{МП}}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;

$W_{\text{ХС}}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

9.4.1 Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в нефти ΔW_B , %, вычисляют по формуле:

– при измерении объемной доли воды с помощью поточного влагомера

$$\Delta W_B = \pm \frac{\rho_B \cdot \Delta \varphi_B}{\rho_{\text{БИК}}}, \quad (3)$$

где ρ_B – плотность воды, принимается равной 1000 кг/м³;

$\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды в нефти поточным влагомером с учетом погрешности измерений сигналов силы постоянного тока ИВК СИКН, %;

$\rho_{\text{БИК}}$ – плотность нефти, измеренная в БИК, кг/м³.

– при измерении объемной доли воды в лаборатории

$$\Delta W_B = \pm \frac{\rho_B \cdot \sqrt{R_B^2 - 0,5 \cdot r_B^2}}{\rho_{\text{лаб}}}, \quad (4)$$

где R_B – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477–2014, %;

r_B – сходимости метода по ГОСТ 2477–2014, %;

$\rho_{\text{лаб}}$ – плотность нефти при температуре измерений параметров нефти в лаборатории, кг/м³.

9.4.2 Абсолютную погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти $\Delta W_{\text{МП}}$, %, вычисляют в соответствии с ГОСТ 33701–2015 по формуле

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

где $R_{\text{МП}}$ – воспроизводимость метода по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %;

$r_{\text{МП}}$ – сходимости метода по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %.

9.4.3 Абсолютную погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти $\Delta W_{\text{ХС}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{ХС}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{\text{ХС}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{ХС}}^2}}{\rho_{\text{БИК}} \cdot \sqrt{2}}, \quad (6)$$

где $R_{\text{ХС}}$ – воспроизводимость метода по ГОСТ 21534–76 (метод А), принимаемая равной удвоенному значению сходимости, мг/дм³;

$r_{\text{ХС}}$ – сходимости метода по ГОСТ 21534–76 (метод А), мг/дм³.

9.4.4 Массовую долю воды в нефти W_B , %, вычисляют по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_{\text{В-БИК}} \cdot \rho_B}{\rho_{\text{БИК}}}, \quad (7)$$

где $\varphi_{\text{В-БИК}}$ – объемная доля воды в нефти, измеренная в БИК, %.

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

$$W_{\text{ХС}} = 0,1 \cdot \frac{\Psi_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{БИК}}}, \quad (8)$$

где $\Psi_{\text{ХС}}$ – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³.

9.5 Результаты поверки по 9 считают положительными, если:

– СИ, указанные в п.9.1, поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и допущены к применению;

– абсолютная погрешность, рассчитанная по формуле (1) для каждого ИК температуры, давления, влагосодержания, плотности по показаниям рабочего и резервного ИВК СИКН, не выходит за пределы ± 12 мкА;

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

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

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

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

6 – 9 положительные.

11 Оформление результатов поверки

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

Результаты поверки оформляют в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений.

По заявлению владельца СИ или лица, представившего его на поверку, при положительных результатах поверки выдается свидетельство о поверке СИКН (знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН), при отрицательных результатах поверки – извещение о непригодности к применению СИКН.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.