

# Общество с ограниченной ответственностью «КЭР-Автоматика» (ООО «КЭР-Автоматика»)

## **СОГЛАСОВАНО**

Заместитель генерального директора  
по метрологии – директор филиала  
ООО «КЭР-Автоматика» «Центр  
метрологического обеспечения предприятий»

Д.Д. Погодин

2025 г.

«ГСИ. Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ЦПН № 1 ДНС «Южно-Орловская» АО «Самара нефтегаз»

## Методика поверки

МП 16-1045-04-2025

г. Казань  
2025

## **Содержание**

1 Общие положения	3
2 Перечень операций поверки средства измерений	4
3 Требования к условиям проведения поверки	5
4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку	5
5 Метрологические и технические требования к средствам поверки	5
6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки	5
7 Внешний осмотр средства измерений	5
8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений	5
8.1 Проверка технической документации	5
8.2 Подготовительные работы	6
8.3 Опробование средства измерений	6
9 Проверка программного обеспечения средства измерений	6
10 Определение метрологических характеристик средства измерений	7
10.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКНС	7
10.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси	7
10.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти	7
11 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10
12 Оформление результатов поверки	11

## **1 Общие положения**

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ЦППН № 1 ДНС «Южно-Орловская» АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС), заводской № 477830, предназначенную для измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси и определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации и после ремонта.

1.2 Метрологические характеристики СИКНС подтверждаются расчетным методом.

1.3 При определении метрологических характеристик СИКНС в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы массового расхода жидкости 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, подтверждающая прослеживаемость к государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2025. Прослеживаемость подтверждается сведениями о положительных результатах поверки средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКНС, в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ).

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

1.5 Поверку СИКНС проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечивающем при поверке, с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в ФИФОЕИ. Фактический диапазон измерений СИКНС не может превышать диапазон измерений, указанный в описании типа СИКНС.

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

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений массового расхода нефтегазоводяной смеси, т/ч	от 20 до 200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти, в диапазоне объемной доли воды, %:	
- от 5 % до 15 % включ.	±(0,15W <sub>об</sub> <sup>1)</sup> + 0,25)
- св. 15 % до 35 % включ.	±(0,075W <sub>об</sub> + 1,375)
- св. 35 % до 55 % включ.	±(0,15W <sub>об</sub> - 1,25)
- св. 55 % до 65 % включ.	±(0,3W <sub>об</sub> - 9,5)
- св. 65 % до 70 % включ.	±5,42
- св. 70 % до 85 % включ.	±16,26
- св. 85 % до 95 % включ.	±48,76

Продолжение таблицы 1

1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной лаборатории по ФР 1.31.2014.17851, в диапазоне объемной доли воды, %:	
- св. 10 % до 15 % включ.	$\pm 7,12$
- св. 15 % до 35 % включ.	$\pm 21,76$
- св. 35 % до 55 % включ.	$\pm 49,49$
- св. 55 % до 65 % включ.	$\pm 60,21$
- св. 65 % до 70 % включ.	$\pm 75,68$
- св. 70 % до 85 % включ.	$\pm 184,01$
- св. 85 % до 95 % включ.	$\pm 617,42$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477-2014, в диапазоне объемной доли воды, %:	
- от 0,03 % до 5 % включ.	$\pm 0,64$
- св. 5 % до 15 % включ.	$\pm 0,47$
- св. 15 % до 35 % включ.	$\pm 0,65$
- св. 35 % до 50 % включ.	$\pm 1,14$
1) $W_{ob}$ – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %	

## 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
	первойной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	7
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	8
Проверка идентификационных данных программного обеспечения	Да	Да	9
Определение метрологических характеристик средства измерений	Да	Да	10
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	11
Оформление результатов поверки средства измерений	Да	Да	12

2.2 Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку СИКНС не проводят и переходят к пункту 12 методики поверки.

### **3 Требования к условиям проведения поверки**

3.1 Проверку проводят при условиях, сложившихся на момент проведения поверки и удовлетворяющих условиям эксплуатации СИКНС.

### **4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку**

4.1 Проверку СИКНС осуществляют аккредитованные в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации на проведение поверки средств измерений юридические лица и индивидуальные предприниматели, изучившие настоящую методику поверки и руководство по эксплуатации на систему, имеющие стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

4.2 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику, инструкцию по эксплуатации СИКНС и средства поверки и прошедшие инструктаж по охране труда.

### **5 Метрологические и технические требования к средствам поверки**

5.1 Средства поверки не применяются. Реализован расчетный метод определения метрологических характеристик – метрологические характеристики СИКНС определяются по нормированным метрологическим характеристикам применяемых компонентов СИКНС утвержденного типа, при соблюдении условия, что обо всех СИ, входящих в состав СИКНС, есть сведения о поверке в ФИФОЕИ с действующим сроком поверки.

5.2 Средства поверки СИ, входящих в состав СИКНС, указаны в документах на их поверку.

### **6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки**

6.1 При проведении поверки соблюдаются требования безопасности, производственной санитарии и охраны окружающей среды, действующие на объекте, а также требования правил безопасности при эксплуатации СИКНС, приведенных в эксплуатационных документах.

### **7 Внешний осмотр средства измерений**

7.1 При внешнем осмотре проверяют:

- состав СИ, входящих в состав СИКНС, и комплектность СИКНС;
- пломбировку СИ, входящих в состав СИКНС (при наличии информации в описании типа данных СИ об указании мест и способов ограничения доступа к местам настройки (регулировки));
- отсутствие механических повреждений СИКНС, препятствующих ее применению;
- четкость надписей и обозначений на маркировочных табличках компонентов СИКНС.

7.2 Проверку продолжают, если:

- состав СИ и комплектность СИКНС соответствуют описанию типа СИКНС;
- пломбировка СИ, входящих в состав СИКНС, выполнена в соответствии со сведениями в описаниях типа данных СИ;
- отсутствуют механические повреждения СИКНС, препятствующие ее применению;
- надписи и обозначения на маркировочных табличках четкие.

### **8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений**

8.1 Проверка технической документации.

При проведении проверки технической документации проверяют наличие:

- руководства по эксплуатации на СИКНС;
- паспорта на СИКНС;

- паспортов (формуляров) всех СИ, входящих в состав СИКНС;
- наличие сведений о поверке в ФИФОЕИ и действующего статуса поверки всех СИ, входящих в состав СИКНС;
- свидетельства о предыдущей поверке СИКНС (при периодической поверке);
- методики поверки на СИКНС.

## 8.2 Подготовительные работы.

Выполняют следующие подготовительные работы:

- Проверяют наличие заземления СИ, работающих под напряжением;
- СИКНС устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;

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

## 8.3 Опробование средства измерений

### 8.3.1 Проверяют:

- отсутствие на АРМ оператора сообщений об ошибках;
- соответствие текущих измеренных СИКНС значений температуры, давления, расхода и влагосодержания данным, отраженным в описании типа СИКНС;
- работоспособность СИКНС в соответствии с эксплуатационными документами, путем увеличения или уменьшения скорости потока (расхода) нефтегазоводяной смеси в пределах рабочего диапазона измерений и просмотра отображения измеренных значений СИ СИКНС на экране АРМ оператора.

8.3.2 Результаты опробования средства измерений считают положительными, если:

- на АРМ оператора отсутствуют сообщения об ошибках;
- текущие измеренные СИКНС значения температуры, давления, расхода и плотности соответствуют данным, отраженным в описании типа СИКНС;
- при увеличении или уменьшении скорости потока (расхода) нефтегазоводяной смеси соответствующим образом изменялись показания на экране АРМ оператора.

## 9 Проверка программного обеспечения средства измерений

9.1 Проверку программного обеспечения (далее – ПО) СИКНС, реализованного в комплексе измерительно-вычислительном ОКТОПУС-Л (OCTOPUS-L), проводят в следующей последовательности:

- в главном меню необходимо выбрать пункт меню «СИСТ.ПАРАМЕТРЫ», в появившемся подменю выбрать подпункт «СВЕДЕНИЯ О ПО», нажать клавишу «Enter»;
- зафиксировать информацию, которая отобразится на ЖК дисплее: наименование файла, версия интерфейса ПО, контрольная сумма.

9.2 Проверку ПО СИКНС, реализованного на контроллере измерительно-вычислительном SUMMIT 8800, проводят в следующей последовательности:

- перейти в подменю «System Information» главного меню контроллера;
- зафиксировать номер версии (FW Version) и контрольную сумму (FW Checksum) ПО контроллера, отображаемые в разделе «Main Program».

9.3 Результаты проверки идентификационных данных ПО СИКНС считают положительными, если идентификационные данные ПО СИКНС соответствуют указанным в описании типа СИКНС.

## 10 Определение метрологических характеристик средства измерений

10.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКНС

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

10.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси

10.2.1 Относительную погрешность измерений массы нефтегазоводяной смеси  $\delta_M$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta_M = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{q0}^2 + \delta_N^2 + \delta_t^2 + \delta_{выч}^2}, \quad (10.1)$$

где  $\delta_{q0}$  – относительная погрешность измерений массового расхода жидкости СРМ, %;

$\delta_N$  – относительная погрешность ИВК при преобразовании входного импульсного/частотного сигнала, %;

$\delta_t$  – относительная погрешность ИВК при измерении интервала времени, %;

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

10.2.2 Значения погрешности СРМ подтверждают действующими сведениями о поверке.

10.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

10.3.1 Массу нетто нефти  $M_n$ , т, вычисляют по формуле

$$M_n = M_c \cdot \left(1 - \frac{W_{pe} + W_{mb}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{W_n + W_{xc}}{100}\right), \quad (10.2)$$

где  $M_c$  – масса нефтегазоводяной смеси, измеренная при помощи СРМ, т;

$W_{pe}$  – массовая доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, %;

$W_{mb}$  – массовая доля воды в нефтегазоводяной смеси, %;

$W_n$  – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, определяемая в лаборатории по ГОСТ 6370-2018;

$W_{xc}$  – массовая доля хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %, определяемая в соответствии с ГОСТ 21534-2021.

10.3.2 Массовую долю растворенного газа в нефтегазоводяной смеси  $W_{pe}$ , %, вычисляют по формуле

$$W_{pe} = \frac{V_{pe} \cdot \rho_e}{\rho_{ch}^p} \cdot 100, \quad (10.3)$$

где  $V_{pe}$  – содержание растворённого газа в нефтегазоводяной смеси, определяемое в соответствии с МИ 2575-2000, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$\rho_e$  – плотность газа в стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>, вычисленная по ГОСТ 31369-2021;

$\rho_{ch}^p$  – плотность нефтегазоводяной смеси, приведенная к рабочим условиям при давлении и температуре измерительной линии, кг/м<sup>3</sup>.

10.3.3 Массовую долю воды в нефтегазоводяной смеси  $W_{mb}$ , %, при изменении объемной доли воды влагомером, или в лаборатории по ФР.1.31.2014.17851 или ГОСТ 2477-2014 вычисляют по формуле

$$W_{\text{MB}} = \frac{W_{\text{OB}} \cdot \rho_{\text{B}}^{\text{p}}}{\rho_{\text{CH}}^{\text{p}}}, \quad (10.4)$$

где  $W_{\text{OB}}$  – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %;  
 $\rho_{\text{B}}^{\text{p}}$  – плотность пластовой воды в рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>.

10.3.4 Плотность нефтегазоводяной смеси в рабочих условиях  $\rho_{\text{CH}}^{\text{p}}$ , кг/м<sup>3</sup>, определяют по формуле

$$\rho_{\text{CH}}^{\text{p}} = \rho_{\text{H}}^{\text{p}} \cdot \left(1 - \frac{W_{\text{OB}}}{100}\right) + \rho_{\text{B}}^{\text{p}} \cdot \frac{W_{\text{OB}}}{100}, \quad (10.5)$$

где  $\rho_{\text{H}}^{\text{p}}$  – плотность обезвоженной дегазированной нефти в рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>, вычислена согласно таблицам Р 50.2.076-2010.

10.3.5 Плотность пластовой воды в рабочих условиях,  $\rho_{\text{B}}^{\text{p}}$ , кг/м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле

$$\rho_{\text{B}}^{\text{p}} = \rho_{\text{B}}^{\text{лаб}} \cdot \frac{CTL_B(t_p)}{CTL_B(t_{\text{лаб}})}, \quad (10.6)$$

где  $\rho_{\text{B}}^{\text{лаб}}$  – плотность воды при условиях ее измерения в лаборатории, кг/м<sup>3</sup>;  
 $CTL_B(t_p)$  – поправочные коэффициенты плотности от температуры, для температуры  
 $CTL_B(t_{\text{лаб}})$  –  $t_p$  и  $t_{\text{лаб}}$  соответственно;  
 $t_p$  – температура нефтегазоводяной смеси в измерительной линии при измерении массы нефтегазоводяной смеси с применением СРМ, °С;  
 $t_{\text{лаб}}$  – температура нефтегазоводяной смеси в лаборатории, при которой проводится измерение плотности воды, °С.

10.3.6 Коэффициент  $CTL_B(t)$  вычисляют по формуле

$$\begin{aligned} CTL_B(t) = & 1 - (1,8562 \cdot 10^{-4} + 1,2882 \cdot 10^{-5} \cdot B) \cdot \Delta t - \\ & - (4,1151 \cdot 10^{-6} - 1,4464 \cdot 10^{-7} \cdot B) \cdot \Delta t^2 + \\ & + (7,1926 \cdot 10^{-9} + 1,3085 \cdot 10^{-10} \cdot B) \cdot \Delta t^3, \end{aligned} \quad (10.7)$$

где

$$B = \frac{\rho_{\text{B}}^{\text{лаб}} - 999,0}{7,2}, \quad (10.8)$$

$$\Delta t = t - 15 \quad (10.9)$$

При проведении расчетов по формулам (10.7) – (10.9) за значение  $t$  принимают  $t_p$  и  $t_{\text{лаб}}$  соответственно.

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

$$W_{\text{xc}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_c}{\rho_{\text{H}}}, \quad (10.10)$$

где  $\varphi_c$  – концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм<sup>3</sup> (г/м<sup>3</sup>), определяют в лаборатории по ГОСТ 21534-2021;  
 $\rho_{\text{H}}$  – плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенная к стандартным условиям, кг/м<sup>3</sup>, определяемая в лаборатории по ГОСТ 3900-2022 или Р 50.2.075-2010.

10.3.8 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси  $\delta_{M_n}$ , %, определяется по формуле

$$\delta_{M_n} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{M_c}^2 + \left( \frac{\Delta W_{mb}}{1 - \frac{W_{mb}}{100}} \right)^2 + \left( \frac{\Delta W_{pg}}{1 - \frac{W_{pg}}{100}} \right)^2 + \left( \frac{\Delta W_{ns}}{1 - \frac{W_{ns}}{100}} \right)^2 + \left( \frac{\Delta W_{xc}}{1 - \frac{W_{xc}}{100}} \right)^2} \quad (10.11)$$

где  $\Delta W_{mb}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси, %;  
 $W_{mb}$  – верхний предел измерений массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси, %;  
 $\Delta W_{pg}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, %;  
 $W_{pg}$  – верхний предел измерений массовой доли растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, %;  
 $\Delta W_{ns}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;  
 $W_{ns}$  – верхний предел измерений массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;  
 $\Delta W_{pc}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;  
 $W_{pc}$  – верхний предел измерений массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %.

10.3.9 Абсолютную погрешность определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси при применении влагомера поточного  $\Delta W_{mb}$ , %, вычисляют по формуле:

$$\Delta W_{mb} = \frac{\Delta W_{ob} \cdot \rho_b^p}{\rho_{ch}^p} \quad (10.12)$$

где  $\Delta W_{ob}$  – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси, принимаемая равной абсолютной погрешности поточного влагомера, %.

10.3.10 Абсолютную погрешность определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси  $\Delta W_{mb}$ , %, при измерении массовой доли воды в лаборатории по ГОСТ 2477-2014, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{mb} = \frac{\rho_b^{\text{лаб}}}{\left(1 - \frac{W_{ob}}{100}\right) \cdot \rho_h^{cm} + \frac{W_{ob}}{100} \cdot \rho_b^{\text{лаб}}} \cdot \sqrt{\frac{R_B^2 - r_B^2 \cdot 0,5}{2}}, \quad (10.13)$$

где  $R_B, r_B$  – воспроизводимость и сходимость метода по ГОСТ 2477-2014, %.

10.3.11 Абсолютную погрешность определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси  $\Delta W_{mb}$ , %, при измерении объемной доли воды в лаборатории по ФР.1.31.2014.17851, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{mb} = \frac{\Delta W_{vl} \cdot \rho_b^{\text{лаб}}}{\left(1 - \frac{W_{ob}}{100}\right) \cdot \rho_h^{cm} + \frac{W_{ob}}{100} \cdot \rho_b^{\text{лаб}}}, \quad (10.14)$$

где  $W_{vl}$  – абсолютная погрешность определения объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси в лаборатории, или по ФР.1.31.2014.17851.

10.3.12 При определении объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси в лаборатории по ФР.1.31.2014.17851, абсолютную погрешность определения объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси,  $\Delta W_{\text{вл}}$ , %, определяют по формуле

$$\Delta W_{\text{вл}} = \frac{\delta_{\text{ов}} \cdot W_{\text{ов}}}{100}, \quad (10.15)$$

где  $\delta_{\text{ов}}$  – относительная погрешность измерений объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси, принимаемая равной относительной погрешности измерений объемной доли воды в нефти в лаборатории по ФР.1.31.2014.17851.

10.3.13 Абсолютную погрешность определения массовой доли растворенного газа  $\Delta W_{\text{рз}}$ , %, вычисляют по формуле:

$$\Delta W_{\text{рз}} = \frac{\Delta V_{\text{рз}} \cdot \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{нх}}^{\text{п}}} \cdot 100 \quad (10.16)$$

где  $\Delta V_{\text{рз}}$  – пределы абсолютной погрешности определения объемной доли растворенного газа при стандартных условиях в единице объема нефтегазоводяной смеси при рабочих условиях по МИ 2575-2000, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

10.3.14 Абсолютную погрешность измерений массовой доли хлористых солей,  $\Delta W_{\text{хс}}$ , %, вычисляют по формуле:

$$\Delta W_{\text{хс}} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_c}{\rho_{\text{нх}}^{\text{п}}}, \quad (10.17)$$

где  $\Delta \varphi_c$  – абсолютная погрешность измерений концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм<sup>3</sup> (г/м<sup>3</sup>).

10.3.15 Для доверительной вероятности Р=0,95 и двух измерений соответствующего показателя нефтегазоводяной смеси (массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей) абсолютную погрешность  $\Delta W_i$ , %, измерений  $i$  показателя вычисляют по формуле:

$$\Delta W_i = \sqrt{\frac{R_i^2 - r_i^2 \cdot 0,5}{2}}, \quad (10.18)$$

где  $R_i, r_i$  – воспроизводимость и сходимость методов определения параметров нефтегазоводяной смеси, значения которых приведены в ГОСТ 21534-2021, ГОСТ 6370-2018, %, массовых долей.

10.3.16 Допускается выполнять определение относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси и относительной погрешности измерений массы нетто нефти с помощью автоматизированных средств расчета.

## 11 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

СИКНС соответствует метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, и результаты поверки СИКНС считаются положительными, если:

– СИ, входящие в состав СИКНС, 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 нефтегазоводяной смеси и относительная погрешность измерений массы нетто нефти не выходит за пределы значений, приведенных в таблице 1.

## **12 Оформление результатов поверки средства измерений**

12.1 Результаты поверки СИКНС оформляют в соответствии с Приказом Минпромторга России № 2510 от 31.07.2020 г.

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

12.3 Сведения о результатах поверки средств измерений передаются в ФИФОЕИ проводящими поверку СИКНС юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями, аккредитованными на проведение поверки СИ в соответствии с Приказом Минпромторга России № 2906 от 28.08.2020 г.

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

12.5 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

12.6 При проведении поверки СИКНС в фактически обеспечивающемся диапазоне измерений массового расхода, менее указанного в описании типа, информация об объеме проведенной поверки передается в ФИФОЕИ.

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