

**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 ЦППН № 1 УПСВ «Семеновская» АО «Самаранефтегаз»**

Методика поверки

МП 1412/1-311229-2025

г. Казань
2025

Содержание

1 Общие положения	3
2 Перечень операций поверки средства измерений	4
3 Требования к условиям проведения поверки	4
4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку	4
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	5
8.3 Опробование средства измерений	6
9 Проверка программного обеспечения средства измерений	6
10 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям	6
10.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКНС	6
10.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси	6
10.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти	7
11 Оформление результатов поверки	10

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ЦППН № 1 УПСВ «Семеновская» АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС), заводской № 3, 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 35 до 430
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 _{ов} ¹⁾ + 0,25)
- св. 15 % до 35 % включ.	±(0,075W _{ов} + 1,375)
- св. 35 % до 55 % включ.	±(0,15W _{ов} - 1,25)
- св. 55 % до 65 % включ.	±(0,3W _{ов} - 9,5)
- св. 65 % до 70 % включ.	±10,0
- св. 70 % до 85 % включ.	±16,32
- св. 85 % до 95 % включ.	±48,96

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, в диапазоне объемной доли воды, %:	
- св. 10 % до 15 % включ.	$\pm 8,55$
- св. 15 % до 35 % включ.	$\pm 21,80$
- св. 35 % до 55 % включ.	$\pm 49,63$
- св. 55 % до 65 % включ.	$\pm 60,40$
- св. 65 % до 70 % включ.	$\pm 75,93$
- св. 70 % до 85 % включ.	$\pm 184,7$
- св. 85 % до 95 % включ.	$\pm 619,9$

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
	первичной 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 и подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям	Да	Да	10
Оформление результатов поверки средства измерений	Да	Да	11

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

3 Требования к условиям проведения поверки

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

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

4.1 Поверку 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 соблюдают 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 ИВК, проводят по показаниям ИВК 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 АРМ, проводят в следующей последовательности:

- на главном экране АРМ двойным щелчком левой клавиши мыши нажать на кнопку «Версия...», расположенную в верхней части экрана;
- зафиксировать номер версии и контрольную сумму ПО, отображенные в окне «О программе» и сравнить их с соответствующими идентификационными данными, указанными в разделе «Программное обеспечение» описания типа СИКНС.

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 и подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям

10.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКНС

Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКНС, считается положительной, 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.

10.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси

10.2.1 Относительную погрешность измерений массы нефтегазоводяной смеси δ_M , %, вычисляют по формуле

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

- где δ_{q0} – относительная погрешность измерений массового расхода жидкости СРМ, %;
 δ_N – относительная погрешность ИВК при преобразовании входного импульсного/частотного сигнала, %;
 δ_t – относительная погрешность ИВК при измерении интервала времени, %;
 $\delta_{\text{выч}}$ – относительная погрешность ИВК при вычислении массового расхода (массы) измеряемой среды, %.

10.2.2 Значения погрешности СРМ подтверждают действующими сведениями о поверке.

10.2.3 Результаты поверки СИКНС считают положительными, если относительная погрешность измерений массы нефтегазоводяной смеси не выходит за пределы значений, приведенных в таблице 1.

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, $\text{м}^3/\text{м}^3$;
 ρ_e – плотность газа в стандартных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$, вычисленная по ГОСТ 31369-2021;
 ρ_{ch}^p – плотность нефтегазоводяной смеси, приведенная к рабочим условиям при давлении и температуре измерительной линии, $\text{кг}/\text{м}^3$.

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 вычисляют по формуле

$$W_{mb} = \frac{W_{ob} \cdot \rho_b^p}{\rho_{ch}^p}, \quad (10.4)$$

- где W_{ob} – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %;
 ρ_b^p – плотность пластовой воды в рабочих условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$.

10.3.4 Плотность нефтегазоводяной смеси в рабочих условиях ρ_{ch}^p , $\text{кг}/\text{м}^3$, определяют по формуле

$$\rho_{ch}^p = \rho_n^p \cdot \left(1 - \frac{W_{ob}}{100}\right) + \rho_e^p \cdot \frac{W_{ob}}{100}, \quad (10.5)$$

где ρ_n^p – плотность обезвоженной дегазированной нефти в рабочих условиях, кг/м³, вычисленная согласно таблицам Р 50.2.076-2010.

10.3.5 Плотность пластовой воды в рабочих условиях, ρ_e^p , кг/м³, вычисляют по формуле

$$\rho_e^p = \rho_b^{lab} \cdot \frac{CTL_B(t_p)}{CTL_B(t_{lab})}, \quad (10.6)$$

где ρ_b^{lab} – плотность воды при условиях ее измерения в лаборатории, кг/м³;
 $CTL_B(t_p)$, $CTL_B(t_{lab})$ – поправочные коэффициенты плотности от температуры, для температуры t_p и t_{lab} соответственно;
 t_p – температура нефтегазоводяной смеси в измерительной линии при измерении массы нефтегазоводяной смеси с применением СРМ, °С;
 t_{lab} – температура нефтегазоводяной смеси в лаборатории, при которой проводится измерение плотности воды, °С.

10.3.6 Коэффициент $CTL_B(t)$ вычисляют по формуле

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

где

$$B = \frac{\rho_b^{lab} - 999,0}{7,2}, \quad (10.8)$$

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

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

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

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

где φ_c – концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм³ (г/м³), определяют в лаборатории по ГОСТ 21534-2021;
 ρ_n – плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведённая к стандартным условиям, кг/м³, 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 δ_{M_n} , %, определяется по формуле

$$\delta_{M_n} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{Mc}^2 + \left(\frac{\Delta W_{Mc}}{1 - \frac{W_{Mc}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{pc}}{1 - \frac{W_{pc}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{nb}}{1 - \frac{W_{nb}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{xc}}{1 - \frac{W_{xc}}{100}}\right)^2} \quad (10.11)$$

где ΔW_{Mc} – абсолютная погрешность определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси, %;

- W_{mb} – верхний предел измерений массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси, %;
 ΔW_{pe} – абсолютная погрешность определения массовой доли растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, %;
 W_{pgv} – верхний предел измерений массовой доли растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, %;
 ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;
 W_{xcB} – верхний предел измерений массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;
 ΔW_{pv} – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;
 W_{pv} – 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 ΔW_{mb} , %, вычисляют по формуле:

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

где ΔW_{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 ΔW_{mb} , %, при измерении объемной доли воды в лаборатории по ФР.1.31.2014.17851, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{mb} = \frac{\Delta W_{el} \cdot \rho_b^{lab}}{\left(1 - \frac{W_{ob}}{100}\right) \cdot \rho_h^{cm} + \frac{W_{ob}}{100} \cdot \rho_e^{lab}}, \quad (10.13)$$

где W_{el} – абсолютная погрешность определения объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси в лаборатории по ФР.1.31.2014.17851.

10.3.11 При определении объемной доли воды в нефтегазоводяной сети в лаборатории по ФР.1.31.2014.17851, абсолютную погрешность определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси, ΔW_{el} , %, определяют по формуле

$$\Delta W_{el} = \frac{\delta_{ob} \cdot W_{ob}}{100}, \quad (10.14)$$

где δ_{ob} – 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.

10.3.12 Абсолютную погрешность определения массовой доли растворенного газа ΔW_{pe} , %, вычисляют по формуле:

$$\Delta W_{pe} = \frac{\Delta V_{pe} \cdot \rho_e}{\rho_{ch}^p} \cdot 100 \quad (10.15)$$

где ΔV_{pe} – пределы абсолютной погрешности определения объемной доли растворенного газа при стандартных условиях в единице объема нефтегазоводяной смеси при рабочих условиях по МИ 2575-2000, м³/м³.

10.3.13 Абсолютную погрешность измерений массовой доли хлористых солей, ΔW_{xc} , %, вычисляют по формуле:

$$\Delta W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_c}{\rho_h^{\text{ct}}}, \quad (10.16)$$

где $\Delta \varphi_c$ – абсолютная погрешность измерений концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм³ (г/м³).

10.3.14 Абсолютные погрешности измерений массовых долей механических примесей и хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015.

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 ΔW_i , %, измерений i показателя вычисляют по формуле:

$$\Delta W_i = \sqrt{\frac{R_i^2 - r_i^2 \cdot 0,5}{2}}, \quad (10.17)$$

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.

10.3.17 Результаты поверки СИКНС считают положительными, если относительная погрешность измерений массы нетто нефти не выходит за пределы значений, приведенных в таблице 1.

11 Оформление результатов поверки средства измерений

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

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

11.3 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.

11.4 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.

11.5 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

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

11.7 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.