

СОГЛАСОВАНО

Главный метролог

ООО «ПРОММАШТЕСТ Метрология»

В.А. Лапшинов



« 17 » 2025 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 568 в районе  
ЛПДС «Пур-Пе» на ПСП «Губкинский»

### МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-969-2025

Москва,  
2025

## 1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 568 в районе ЛПДС «Пур-Пе» на ПСП «Губкинский» (далее – СИКН), заводской № 15, изготовленную ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ», г. Тарко-Сале, и устанавливает методику первичной поверки и периодической.

1.2 При определении метрологических характеристик СИКН в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единиц массы 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 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26.09.2022 г. № 2356, подтверждающей прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2025.

1.3 Для СИКН установлен поэлементный способ поверки:

- метрологические характеристики средств измерений, входящих в состав СИКН, подтверждаются сведениями о результатах поверки в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ);

- метрологические характеристики СИКГ подтверждаются расчетным методом.

1.4 Если очередной срок поверки средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН, наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИ, то поверяют только это СИ, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

1.5 В результате поверки должны быть подтверждены метрологические требования, приведенные в таблице А.1 приложения А.

## 2 Перечень операций поверки средства измерений

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

Таблица 1 – Перечень операций поверки

Наименование операции поверки	Проведение операции при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	6
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	7
Проверка программного обеспечения средства измерений	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик средства измерений	Да	Да	9.1-9.3
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	9.4
Оформление результатов поверки	Да	Да	10



### 3 Требования к условиям проведения поверки средства измерений

3.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

температура окружающего воздуха в блоке фильтров, блок-боксе блока измерительных линий и блоке измерений показателей качества нефти, блок-боксе поверочной установки, °C	от +5 до +40
температура окружающего воздуха в операторной, °C	от +5 до +30
относительная влажность воздуха в блоке фильтров, блок-боксе блока измерительных линий и блоке измерений показателей качества нефти, блок-боксе поверочной установки, %, не более	95
относительная влажность воздуха в операторной, %, не более	90
атмосферное давление, кПа	от 84 до 106

### 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

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
Основные средства поверки		
6 – 9	Средство измерений температуры окружающей среды: пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$ в диапазоне измерений от плюс 5 до плюс $40^{\circ}\text{C}$	Измеритель влажности и температуры ИВТМ-7М-Д, рег. № 71394-18
	Средство измерений относительной влажности окружающей среды: пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 5\%$ в диапазоне измерений от 0 до 95 %	
	Средство измерений атмосферного давления: пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5\text{ кПа}$ в диапазоне измерений от 84,0 до 106,7 кПа	
Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, обеспечивающие требуемую точность передачи единиц величин поверяемому средству 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 на СИ.

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 Контроль условий поверки**

7.1.1 Средства поверки и СИКН выдерживают при условиях, указанных в разделе 3, не менее двух часов.

7.1.2 Средства поверки и СИКН подготавливают к работе в соответствии с их эксплуатационными документами.

### **7.2 Опробование**

7.2.1 Устанавливают соответствие параметров конфигурации СИКН данным, в соответствии с их эксплуатационными документами.

7.2.2 Проверяют отсутствие сообщений об ошибках и соответствие текущих измеренных СИКН значений температуры, давления, массового расхода, плотности и влагосодержания данным, в соответствии с их эксплуатационными документами и описанием типа.

7.2.3 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.

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

## **8 Проверка программного обеспечения средства измерений**

8.1 Подлинность программного обеспечения (далее – ПО) СИКН проверяют сравнением идентификационных данных ПО СИКН с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и приведенные в таблице А.2 приложения А.

8.2 Проверку идентификационных данных ПО СИКН проводят в соответствии с 8.2.1 и 8.2.2.

8.2.1 Просмотр идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного «ВЕКТОР-02» (далее – ИВК) возможен при уровне доступа не ниже «Доступ 2». Для просмотра идентификационных данных ПО ИВК необходимо в меню ИВК выбрать кнопку «Сервис», из выпадающего списка выбрать кнопку «О программе». Для проверки идентификационного наименования и номера версии (идентификационный номер) ПО (Контр.Сумма CRC32) необходимо в открывшемся окне произвести расчет цифрового идентификатора ПО путем нажатия кнопки «Рассчитать».

8.2.2 Просмотр идентификационных данных ПО АРМ оператора «Вектор» (далее – АРМ) могут производить пользователи с правами доступа «Инженер» и «Администратор». Для просмотра идентификационных данных ПО АРМ необходимо в меню АРМ выбрать кнопку «Настройка уставок», из выпадающего списка выбрать кнопку «Настройка уставок». В открывшемся окне выбрать кнопку «Контрольная сумма», и в новом открывшемся окне произвести сброс путем нажатия кнопки «Сброс». Для проверки идентификационного



наименования и номера версии (идентификационный номер) ПО необходимо в открывшемся окне выбрать кнопки «Расчёт конт. Суммы (CRC32)» и «Расчёт конт. Суммы (MD5)».

8.3 Результаты поверки по 8 считают положительными, если идентификационные данные ПО СИКН совпадают с исходными, приведенные в таблице А.2 приложения А.

## **9 Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям**

### **9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН**

9.1.1 Проверяют наличие сведений о поверке СИ, входящих в состав СИКН, подтверждающих их пригодность.

9.1.2 Результаты поверки по 9.1 считают положительными, если СИ, входящие в состав СИКН, поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и допущены к применению.

### **9.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти**

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

9.2.2 Результаты поверки по 9.2 считают положительными, если относительная погрешность измерений массы брутто нефти не выходит за пределы, указанные в таблице А.1 приложения А.

### **9.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти**

9.3.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти  $\delta M_H$ , %, вычисляют по формуле

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

где  $\delta M$  – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

$\Delta W_B$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;

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

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

$W_B$  – массовая доля воды в нефти, %;

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

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

### **9.3.2 Определение абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти**

9.3.2.1 Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в нефти при измерении объемной доли воды в блоке измерений показателей качества нефти с помощью поточного влагомера,  $\Delta W_B$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{1000 \cdot \Delta \varphi_B}{\rho_{H_B}}, \quad (2)$$

где  $\rho_{H_B}$  – плотность нефти\* при условиях измерений объемной доли воды в нефти, измеренная в блоке измерений показателей качества нефти поточным плотномером, кг/м<sup>3</sup>;

---

\* допускается использовать необходимые показатели сформированные в паспорте качества нефти на дату проведения поверки

$\Delta\varphi_B$  – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды в нефти поточным влагомером с учетом погрешности измерений сигналов силы постоянного тока измерительно-вычислительного комплекса СИКН, %.

9.3.2.2 Абсолютную погрешность определения массовой доли воды в нефти при измерении массовой доли воды в испытательной лаборатории,  $\Delta W_B$ , %, вычисляют в соответствии с ГОСТ 33701–2015 по формуле

$$\Delta W_B = \pm \sqrt{\frac{R_B^2 - 0,5 \cdot r_B^2}{2}}, \quad (3)$$

где  $R_B$  – воспроизводимость метода определения концентрации массовой доли воды по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %;

$r_B$  – сходимость метода определения концентрации массовой доли воды по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %.

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

$$\Delta W_{МП} = \pm \sqrt{\frac{R_{МП}^2 - 0,5 \cdot r_{МП}^2}{2}}, \quad (4)$$

где  $R_{МП}$  – воспроизводимость метода по ГОСТ 6370–2018, выраженная в массовых долях, %;

$r_{МП}$  – сходимость метода по ГОСТ 6370–2018, выраженная в массовых долях, %.

9.3.4 Абсолютную погрешность определения массовой доли хлористых солей в нефти,  $\Delta W_{XC}$ , %, вычисляют в соответствии с ГОСТ 33701–2015 по формуле

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

где  $R_{XC}$  – воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–2021 (метод А), выраженная в массовых долях, %;

$r_{XC}$  – сходимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–2021 (метод А), выраженная в массовых долях, %.

$$R_{XC} = 0,1 \cdot \frac{R_{XCМ}}{\rho_{XC}} \quad (6)$$

где  $R_{XCМ}$  – воспроизводимость метода по ГОСТ 21534–2021 (метод А), мг/дм<sup>3</sup>;

$\rho_{XC}$  – плотность нефти\* при условиях измерений объема нефти, кг/м<sup>3</sup>.

$$r_{XC} = 0,1 \cdot \frac{r_{XCМ}}{\rho_{XC}} \quad (7)$$

где  $r_{XCМ}$  – сходимость метода по ГОСТ 21534–2021 (метод А), мг/дм<sup>3</sup>.

9.3.5 Массовую долю воды в нефти  $W_B$ , %, определяют в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477–2014 или вычисляют по показаниям влагомера по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_{НВ}}, \quad (8)$$

где  $\varphi_B$  – объемная доля воды в нефти\*, измеренная поточным влагомером в блоке измерений показателей качества нефти, %.

---

\* допускается использовать необходимые показатели сформированные в паспорте качества нефти на дату проведения поверки



9.3.6 Массовую долю механических примесей\*  $W_{МП}$ , %, определяют в испытательной лаборатории в соответствии с ГОСТ 6370-83 (с изменением №1).

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

$$W_{ХС} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{ХС}}{\rho_{ХС}}, \quad (9)$$

где  $\varphi_{ХС}$  – массовая концентрация хлористых солей в нефти\*, определенная в испытательной лаборатории по ГОСТ 21534–2021 (метод А), мг/дм<sup>3</sup> (г/м<sup>3</sup>).

9.3.8 Результаты поверки по 9.3 считают положительными, если относительная погрешность измерений массы нетто нефти не выходит за пределы, приведенные в таблице А.1 приложения А.

9.4 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

9.4.1 СИКН соответствует метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, результаты поверки СИКН считают положительными, если результаты поверки по 6 – 9 положительные.

9.4.2 Результаты поверки считаются отрицательными, если условия, приведенные в пункте 9.4.1, не выполняются.

## 10 Оформление результатов поверки

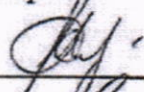
10.1 Результаты поверки оформляют в виде протокола поверки с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, заключения по результатам поверки. Рекомендуемая форма протокола поверки приведена в приложении Б.

10.2 При положительных результатах поверки СИКН признается пригодной к применению. Сведения о положительных результатах поверки и объеме поверки передаются в ФИФОЕИ. По заявлению владельца средства измерений или лица, представившего его на поверку, выдается свидетельство о поверке, на которое наносится знак поверки.

10.3 При отрицательных результатах поверки СИКН признается непригодной к применению. Сведения об отрицательных результатах поверки передаются в ФИФОЕИ. По заявлению владельца средства измерений или лица, представившего его на поверку, выдается извещение о непригодности.

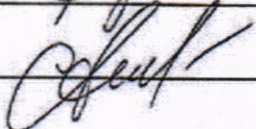
10.4 Пломбирование СИКН не предусмотрено

Ведущий инженер по метрологии

  
\_\_\_\_\_

Н.М. Мухаметнабиев

Инженер по метрологии

  
\_\_\_\_\_

А.И. Макарова

\* допускается использовать необходимые показатели сформированные в паспорте качества нефти на дату проведения поверки

**Приложение А**  
**Метрологические характеристики СИКН и**  
**идентификационные данные ПО СИКН**

Таблица А.1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 35,5 до 390
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица А.2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	icc_mt	Calc.dll	Module2.bas
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4.1	1.1	1.1
Цифровой идентификатор ПО	355877189	B1BE0C27299764FBD B3DF226000C93B7	6DEB147F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	MD5	CRC32
Наименование ПО	ПО «ВЕКТОР-02»	ПО АРМ оператора «Вектор»	



**Приложение Б**  
**(рекомендуемое)**  
**Форма протокола поверки**

ПРОТОКОЛ № \_\_\_\_ от \_\_\_\_  
первичной ( периодической ) поверки

Средство измерений \_\_\_\_\_  
Регистрационный номер типа СИ \_\_\_\_\_  
Год выпуска \_\_\_\_\_  
Заводской (серийный номер) \_\_\_\_\_  
Буквенно-цифровое обозначение \_\_\_\_\_  
в составе \_\_\_\_\_  
поверено \_\_\_\_\_  
Принадлежащее \_\_\_\_\_  
Поверено в соответствии с \_\_\_\_\_  
Средства поверки \_\_\_\_\_  
Условия проведения поверки \_\_\_\_\_

Внешний осмотр \_\_\_\_\_  
Контроль условий поверки \_\_\_\_\_  
Опробование \_\_\_\_\_  
Подтверждение соответствия программного обеспечения \_\_\_\_\_  
Определение метрологических характеристик \_\_\_\_\_

$\delta M, \%$	$\delta M_H, \%$	$\Delta W_B, \%$	$\Delta W_{МП}, \%$	$\Delta W_{ХС}, \%$	$W_B, \%$	$W_{МП}, \%$	$W_{ХС}, \%$
п. 9.2	п. 9.3.1	п. 9.3.2	п. 9.3.3	п. 9.3.4	п. 9.3.5	п. 9.3.6	п. 9.3.7
МП	МП	МП	МП	МП	МП	МП	МП

Заключение по результатам поверки: \_\_\_\_\_

Дата поверки: \_\_\_\_\_

Поверитель: \_\_\_\_\_  
(должность)
(подпись)
(Ф.И.О.)