

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –  
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ  
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ  
им. Д.И. МЕНДЕЛЕЕВА»  
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

СОГЛАСОВАННО

И.о. директора филиала



\_\_\_\_\_ А.С. Тайбинский

«29» \_\_\_\_\_ 04 \_\_\_\_\_ 2021 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 1028  
Методика поверки

МП 1266-14-2021

Начальник отдела НИО-14

 \_\_\_\_\_ Р.Р. Нурмухаметов  
Тел.: +7 (843) 299-72-00

Казань  
2021

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Черепанов М.В.
УТВЕРЖДЕНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

## 1 Общие положения

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 1028 (далее – СИКН) с заводским № 724 и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта, и периодической поверки при эксплуатации.

Поверка СИКН в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единиц массы от рабочего эталона 2-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256, что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 63-2019 «Государственный первичный специальный эталон единицы единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости». Поверка СИКН осуществляется методом косвенных измерений.

Если очередной срок поверки измерительного компонента из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки измерительного компонента, то поверяют только этот измерительный компонент, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

## 2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта инструкции	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 (контроль) метрологических характеристик	9	Да	Да
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10	Да	Да

Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку не проводят.

## 3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку СИКН проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или в фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием информации об объеме проведенной поверки. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

3.2 Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие параметров измеряемой среды, указанных в таблице 2, проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти *, м <sup>3</sup> /ч	от 30,0 до 83,0
Параметры измеряемой среды: - измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
- температура, °С	от 0 до +30
- избыточное давление нефти, МПа рабочее минимально допускаемое максимально допускаемое расчетное	0,3 0,2 0,5 0,8
- плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м <sup>3</sup>	от 676 до 890
- вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с (сСт) при температуре 0°С при температуре +10°С при температуре +20°С при температуре +30°С	от 13 до 100 от 4 до 80 от 2 до 60 от 1 до 40
- массовая доля воды, %, не более	0,5
- массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	300
- массовая доля серы, %, не более	0,6
- давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
- содержание свободного газа	не допускается
*Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений.	

### 3.3 Условия при определении метрологических характеристик СИКН:

- |                                       |               |
|---------------------------------------|---------------|
| - температура окружающего воздуха, °С | 20±10;        |
| - атмосферное давление, кПа           | от 84 до 106; |
| - относительная влажность, %          | от 30 до 60.  |

## 4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 3.

Таблица 3

Номер пункта методики поверки	Обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки	Рекомендуемое средство поверки
7.3	Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы 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 07.02.2018 № 256 (установка трубопоршневая (далее – ПУ) с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1\%$ ).	Установка трубопоршневая Сапфир МН (регистрационный № 41976-09)
7.3	Средство измерений плотности в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений плотности, утвержденной приказом Росстандарта от 01.11.2019 № 2603 (плотномер автоматический поточный (далее – ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$ )	Преобразователь плотности и расхода CDM модификации CDM100P (регистрационный № 63515-16)

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

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

При проведении работ соблюдают требования, определяемые документами:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми нормативными документами;
- в области пожарной безопасности – Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», СНиП 21.01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

### **6 Внешний осмотр средства измерений**

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- состав и комплектность СИКН должен соответствовать эксплуатационной документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов,

препятствующих применению СИКН;

- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать их эксплуатационной документации.

Результат считают положительным, если СИКН соответствует вышеперечисленным требованиям.

## 7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

### 7.1 Подготовка к поверке

Подготовку средств поверки и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Проверяют наличие информации о результатах поверки (аттестации) в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ) на средства поверки.

### 7.2 Проверяют герметичность СИКН.

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 следов нефти.

При обнаружении следов нефти поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки.

### 7.3 Опробование

Проверяют действие и взаимодействие компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на компонентах СИКН;

- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и комплексом измерительно-вычислительным ИМЦ-07 (далее – ИВК), ИВК и компьютером автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора.

- проводят опробование расходомеров массовых Promass (далее – ПР), входящих в состав СИКН. При любом значении расхода из рабочего диапазона ПР одновременно проводят измерения массы нефти ПР и средствами поверки (ПУ, ПП), указанными в разделе 4. В выбранной точке расхода проводят не менее трех последовательных измерений.

Относительное отклонение результатов измерений массы ПР для каждого измерения ( $\delta_i$ , %) вычисляют по формуле

$$\delta_i = \frac{M_i - M_{\text{коні}}}{M_{\text{коні}}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где  $M_i$  - масса нефти, измеренная ПР при  $i$ -м измерении, т;

$M_{\text{коні}}$  - масса нефти, измеренная средствами поверки при  $i$ -м измерении, т.

Примечание – При периодической поверке СИКН опробование ПР допускается не проводить, если с момента последнего контроля метрологических характеристик ПР прошло не более одного межконтрольного интервала.

Результаты опробования считают положительными, если:

- компоненты СИКН функционируют и взаимодействуют в штатном режиме;
- элементы СИКН обеспечены электропитанием;
- на элементах и компонентах отсутствуют следы нефти;

- абсолютное значение относительной погрешности, определенное по формуле (1) для каждого измерения не превышает  $\pm 0,25\%$ .

## 8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) ИВК проводят в соответствии с документом «РХ.7000.01.08 РО Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Руководство оператора».

Для просмотра идентификационных данных необходимо в строке меню выбрать «Контекстное меню» (три вертикальных точки в правом верхнем углу экрана ИВК), затем выбрать пункт «О программе». На экране появится окно со сведениями о ПО.

8.2 Подтверждение соответствия ПО АРМ оператора СИКН проводят в соответствии с документом «А.В.0844.00.00.000 Программный комплекс «Форвард Рго» СИКН, поступающей по трубопроводу от ПАО НК «РуссНефть» на ПАО «Саратовский НПЗ». Руководство АРМ оператора».

Следует в строке основного меню в верхней части экрана зайти в пункт меню «О программе» и нажать кнопку «Модули». На экране появится окно со сведениями о ПО.

8.3 Результат проверки считают положительным, если идентификационные данные ПО СИКН (ИВК, АРМ оператора) соответствуют указанным в описании типа СИКН.

## 9 Определение (контроль) метрологических характеристик

9.1 Проверка результатов поверки измерительных компонентов, входящих в состав СИКН

Проверяют у измерительных компонентов, входящих в состав СИКН, наличие информации о результатах поверки в ФИФ ОЕИ.

Перечень измерительных компонентов, входящих в состав СИКН, приведен в описании типа СИКН.

Входящие в состав СИКН измерительные компоненты на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных измерительных компонентов.

Результат проверки считают положительным, если измерительные компоненты, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки.

9.2 Контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти

При получении положительных результатов по п. 9.1 настоящей методики поверки, относительная погрешность измерений массы брутто нефти не превышает установленные пределы  $\pm 0,25\%$ .

9.3 Контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти

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

$$\delta m_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta m^2 + \frac{\Delta W_{М.В}^2 + \Delta W_{М.П}^2 + \Delta W_{Х.С}^2}{\left(1 - \frac{W_{М.В} + W_{М.П} + W_{Х.С}}{100}\right)^2}}, \quad (2)$$

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

$\Delta W_{М.В}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, определяется по формуле

$$\Delta W_{\text{М.В}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{М.В}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{М.В}}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (3)$$

$R_{\text{М.В}}$  – воспроизводимость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», %;

$r_{\text{М.В}}$  – повторяемость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477, %;

$\Delta W_{\text{М.П}}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, определяется по формуле

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

$R_{\text{М.П}}$  – воспроизводимость метода измерений механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей», %;

$r_{\text{М.П}}$  – сходимости метода измерений механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370, %;

$\Delta W_{\text{Х.С}}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, определяется по формуле

$$\Delta W_{\text{Х.С}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{\text{Х.С}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{Х.С}}^2}}{\rho_{\text{изм}} \cdot \sqrt{2}}, \quad (5)$$

$R_{\text{Х.С}}$  – воспроизводимость метода определения массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» (принимают равной удвоенному значению сходимости  $r_{\text{Х.С}}$ ), мг/дм<sup>3</sup>;

$r_{\text{Х.С}}$  – сходимости метода определения массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534, мг/дм<sup>3</sup>;

$W_{\text{М.В}}$  – массовая доля воды в нефти, %, определенная в лаборатории по ГОСТ 2477;

$W_{\text{Х.С}}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определенная по формуле

$$W_{\text{Х.С}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{Х.С}}}{\rho_{\text{изм}}}, \quad (6)$$

$\varphi_{\text{Х.С}}$  – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>, определенная в лаборатории по ГОСТ 21534 (метод А);

$\rho_{\text{изм}}$  – плотность нефти при условиях измерений,  $\varphi_{\text{Х.С}}$ , кг/м<sup>3</sup>;

$W_{\text{М.П}}$  – массовая доля механических примесей в нефти, определенная в лаборатории по ГОСТ 6370, %.

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН не должна превышать  $\pm 0,35$  %.

## 10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по 9 СИКН считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.



## **11 Оформление результатов поверки**

11.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом согласно Приложению А.

Сведения о результатах поверки СИКН передаются в ФИФ ОЕИ аккредитованным на поверку лицом, проводящим поверку.

11.2 При положительных результатах поверки, по письменному заявлению лица, представившего СИКН на поверку, оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти.

К свидетельству о поверке СИКН прикладывают:

- перечень автономных измерительных блоков, в который включают перечень измерительных компонентов, входящих в состав СИКН, с указанием их заводских номеров;
- протокол поверки СИКН.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

11.3 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, по письменному заявлению лица, представившего СИКН на поверку, оформляют извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

**Приложение А  
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

**ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № \_\_\_\_\_**

Стр. \_ из \_

Наименование, тип средства измерений: \_\_\_\_\_

Изготовитель: \_\_\_\_\_

Заводской номер: \_\_\_\_\_

Наименование и адрес заказчика: \_\_\_\_\_

Методика поверки: \_\_\_\_\_

Место проведения поверки: \_\_\_\_\_

Поверка выполнена с применением: \_\_\_\_\_

**РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ**

А.1. Внешний осмотр средства измерений: \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует 6)

А.2. Опробование: \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует 7.3)

А.3. Проверка программного обеспечения средства измерений: \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует 8)

А.4. Определение (контроль) метрологических характеристик

А.4.1 Метрологические характеристики измерительных компонентов, установленным при утверждении типа характеристикам \_\_\_\_\_ (соответствуют/не соответствуют 9.1)

А.4.2 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН установленным в соответствии с 9.2 пределам \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует)

А.4.3 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН установленным в соответствии с 9.3 пределам \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует)

\_\_\_\_\_    \_\_\_\_\_    \_\_\_\_\_    \_\_\_\_\_  
должность лица, проводившего поверку    подпись    Ф.И.О.    Дата поверки