

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»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по развитию



А.С. Тайбинский

28 февраля 2020 г.

ИНСТРУКЦИЯ


Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 1521.  
Приемо-сдаточный пункт «АРКТИКГАЗ»

Методика поверки

МП 1039-14-2019

Зам. начальника НИО-14

  
Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

Казань  
2020

РАЗРАБОТАНА

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

УТВЕРЖДЕНА

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

Настоящая методика поверки предназначена для осуществления поверки средства измерений «Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 1521. Приемо-сдаточный пункт «АРКТИКГАЗ» (далее – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

Методика поверки разработана в соответствии с требованиями РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения».

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Интервал между поверками (калибровками) средств измерений (СИ) из состава СИКН, за исключением термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 12 месяцев.

Интервал между поверками термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 36 месяцев.

## 1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН	7.2	Да	Да
Опробование	7.3	Да	Да
Определение (контроль) метрологических характеристик	7.4	Да	Да

## 2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с частью 2 приказа Росстандарта «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости» от 7 февраля 2018 г. № 256.

2.2 Средства поверки, указанные документах на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

## 3 Требования к квалификации поверителей

3.1 Поверку СИКН проводят лица, аттестованные в качестве поверителя, в соответствии с областью аккредитации в установленном порядке.

3.2 К поверке допускаются лица, изучившие инструкцию по эксплуатации на поверяемую СИКН и имеющие квалификационную группу по технике безопасности не ниже III в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».



## 4 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101), «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 г. № 784), а также другие действующие отраслевые документы;
- правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;
- правилами технической эксплуатации электроустановок;
- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

## 5 Условия поверки

5.1 Поверка СИКН осуществляется на месте эксплуатации.

5.2 При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями документов на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

5.3 Метрологические и основные технические характеристики СИКН при проведении поверки на месте эксплуатации должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2 и таблице 3 соответственно.

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 28 до 188
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая и 1 контрольно-резервная)
Избыточное давление измеряемой среды, МПа: – минимально допустимое – рабочее – максимально допустимое	0,29 от 0,29 до 2,1 2,5
Температура измеряемой среды, °С – рабочая – минимально допустимая – максимально допустимая (расчетная)	от + 20 до + 40 20,0 60,0
Плотность измеряемой среды, при температуре 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	от 750 до 830
Плотность измеряемой среды, при рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup>	от 735 до 830

Окончание таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Вязкость кинематическая измеряемой среды, при температуре 20 °С, сСт, не более	10
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина для предприятий РФ (при сдаче на экспорт), %, не более	9,0 (6,0)
Массовая доля сероводорода, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	20
Массовая доля серы, %, не более	0,6
Массовая доля метил- и этил-меркаптанов в сумме, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	40
Давление насыщенных паров при температуре измеряемой среды 37,8 °С, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Содержание свободного газа	не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В  – частота переменного тока, Гц	220±22 однофазное, 380±38 трехфазное 50±1
Температура воздуха внутри помещения СОИ, °С	от + 20 до + 30
Температура воздуха внутри помещения БИК, °С	от + 10 до + 35
Режим работы СИКН	непрерывный
Средний срок службы, лет, не менее	10

## 6 Подготовка к поверке

6.1 При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, документы на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

## 7 Проведение поверки

### 7.1 Внешний осмотр

7.1.1 При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКН.

7.1.1.1 Комплектность СИКН должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации.

7.1.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений, препятствующих ее применению и проведению поверки;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации;
- СИ, входящие в состав СИКН, должны быть поверены и, при возможности пломбировки СИ, иметь пломбы, несущие на себе знак поверки или калибровки.

7.1.2 СИ, входящие в состав СИКН поверяют в соответствии с методиками поверки, указанными в таблице 4.



7.1.3 Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав СИКН.

7.1.4 СИКН, не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

## **7.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН**

7.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения (ПО) СИКН сведениям, приведенным в описании типа на СИКН.

7.2.2 Определение идентификационных данных ПО контроллера измерительного Floboss S600+ (далее - ИВК) проводят в соответствии с его руководством пользователя в следующей последовательности:

- а) включить питание ИВК. Если питание было выключено;
- б) дождаться после включения питания появления на дисплее ИВК главного меню или войти в главное меню;
- в) в главном меню нажатием клавиши «5» выбрать пункт меню 5.SYSTEM SETTINGS;
- г) нажатием клавиши «7» выбрать пункт меню 7.SOFTWARE VERSION;
- д) нажатием клавиши «→» (стрелка вправо) получить идентификационные данные со следующих экранов:

1) VERSION CONTROL FILE CSUM (контрольные суммы);

2) CONTROL VERSION APPLICATION SW (версия ПО).

Идентификационные данные ПО системы должны соответствовать сведениям, приведенным в описании типа на систему.

7.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора.

7.2.3.1 Для просмотра идентификационных данных ПО АРМ оператора СИКН необходимо на экране монитора компьютера АРМ оператора СИКН нажать правой кнопкой мыши на эмблеме организации в правом верхнем углу.

7.2.3.2 На экране откроется панель, содержащая информацию о наименовании ПО, номере версии ПО, имени файла и его контрольной суммы.

7.2.3.3 Результат подтверждения соответствия ПО АРМ оператора считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО (идентификационное наименование, номер версии и цифровой идентификатор) соответствуют идентификационным данным, указанным в разделе «Программное обеспечение» описания типа СИКН для АРМ оператора.

## **7.3 Опробование**

7.3.1 Опробование проводят в соответствии с документом на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

7.3.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность формирования отчетов.

7.3.3 Проверяют герметичность СИКН.

7.3.4 На элементах и компонентах СИКН не должно быть следов протечек нефти.

7.3.5 При обнаружении следов измеряемой среды на элементах оборудования или СИ поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки измеряемой среды.

## 7.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

### 7.4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН.

7.4.1.1 Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion, модели CMF (регистрационный № 45115-16) (далее – СРМ), преобразователи давления измерительные КМ35 (регистрационный № 71088-18), датчики температуры Rosemount 3144P (регистрационный № 63889-16), преобразователи плотности и расхода CDM, модели CDM100P (регистрационный № 63515-16), расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 (регистрационный № 57762-14), влагомеры поточные модели L (регистрационный № 56767-14), контроллеры измерительные FloBoss S600+ (регистрационный № 64224-16), преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-Е2Н (регистрационный № 42693-15), контроллер программируемый Simatic S7-400 (регистрационный № 15773-11), манометры избыточного давления, вакуумметры и мановакуумметры показывающие МП-У, ВП-У, МВП-У, модели МП4-У (регистрационный № 10135-15), манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ, модели МПТИ-У2 (регистрационный № 26803-11), установка поверочная СР (регистрационный № 27778-15), подлежат поверке в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

### 7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

7.4.2.1 При прямом методе динамических измерений за относительную погрешность измерений массы брутто нефти принимают относительную погрешность измерений массы нефти СРМ.

7.4.2.2 Относительная погрешность измерений массы нефти не должна превышать  $\pm 0,25\%$  для рабочего и  $\pm 0,20\%$  для контрольно-резервного СРМ, используемого в качестве контрольного.

### 7.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

7.4.3.1 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

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

$$\delta M_H = \pm 1,1 \sqrt{\delta M^2 + \frac{(\Delta W_g)^2 + (\Delta W_{mn})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_g + W_{mn} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где  $\delta M_H$  – пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %;

$\delta M$  – пределы относительной погрешности измерений массы нефти, %;

$\Delta W_g$  – абсолютная погрешность определений массовой доли воды, %, определяется по формуле:

$$\Delta W_g = \pm \frac{\Delta \varphi_g \cdot \rho_B}{\rho_H}, \quad (2)$$

$\Delta \varphi_g$  – абсолютная погрешность определения влагосодержания;

$\rho_B$  – плотность воды,  $\text{кг/м}^3$ ;



$\rho_n$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta W_{мп}$  – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %, определяется по формуле:

$$\Delta W_{мп} = \pm \sqrt{\frac{R_{мп} - 0,5r_{мп}^2}{2}} \quad (3)$$

$\Delta W_{xc}$  – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей, %, определяется по формуле:

$$\Delta W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{xc}}{\rho_n}, \quad (4)$$

$\Delta \varphi_{xc}$  – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>;

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

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

$W_{xc}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определяется по формуле:

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho_{\varphi_{xc}}}, \quad (5)$$

где  $\varphi_{xc}$  – массовая концентрация хлористых солей в нефти по ГОСТ 21534, мг/дм<sup>3</sup>;

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

7.4.3.3 Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

7.4.3.4 Для доверительной вероятности  $P = 0,95$  и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений  $\Delta$ , %, вычисляют по формуле:

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

где  $R$  и  $r$  – воспроизводимость и сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти.

7.4.3.5 Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;

- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;

- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

7.4.3.6 Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости.



## Примечания

1. Абсолютную погрешность измерений плотности нефти при расчёте значения абсолютной погрешностей измерений массовой доли хлористых солей не учитывают ввиду её малого влияния.

2. Погрешность  $\delta M_H$  достигает максимального значения при максимальных значениях массовых долей воды, хлористых солей, механических примесей и минимальном значении плотности нефти.

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

## 8 Оформление результатов поверки

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 (далее – Порядок проведения поверки средств измерений).

8.2 На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти и диапазон измерений расхода, определяющийся значениями минимального и максимального расхода. За значение минимального расхода принимают минимальный расход того СРМ, у которого расход среди всех рабочих СРМ наименьший (согласно свидетельствам об их поверке), или значение минимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно больше. За значение максимального расхода принимают сумму максимальных расходов СРМ, установленных на рабочих измерительных линиях СИКН (согласно свидетельствам об их поверке), или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно меньше.

8.3 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

8.4 Результаты поверки оформляют протоколом согласно приложению А.

8.5 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного Приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

(рекомендуемое)

Форма протокола поверки

**ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № \_\_\_\_\_**

Стр. \_ из \_

Наименование средства измерений: \_\_\_\_\_

Тип, модель, изготовитель: \_\_\_\_\_

Заводской номер: \_\_\_\_\_

Владелец: \_\_\_\_\_

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

Методика поверки: \_\_\_\_\_

Место проведения поверки: \_\_\_\_\_

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

### РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр: \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

2. Подтверждение соответствия программного обеспечения: \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

3. Опробование: \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

4. Определение метрологических характеристик

4.1 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти в соответствии с п. 7.4.2: \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)



## 4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Таблица А1 – Результаты измерений и вычислений

$\delta M_B, \%$	$W_B, \%$	$W_{XC}, \%$	$W_{МП}, \%$	$\Delta W_B, \%$	$\Delta W_{XC}, \%$	$\Delta W_{МП}, \%$	$\delta M_H, \%$

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти в соответствии с п. 7.4.3: \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

\_\_\_\_\_  
должность лица,  
проводившего поверку

\_\_\_\_\_  
подпись

\_\_\_\_\_  
Ф.И.О.

\_\_\_\_\_  
Дата поверки