

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно - исследовательский институт расходометрии»
(ФГУП «ВНИИР»)

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по развитию
ФГУП «ВНИИР»



А.С. Гайбинский

«26» декабря 2018 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

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

Методика поверки

МП 0797-14-2018

Начальник ИИО-14



Р.Н. Груздев

Тел. отдела: +7 (843) 299-70-52

Казань
2018

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛЬ

Груздев Р.Н., Шабалин А.С.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

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

Первичная поверка СИКН выполняется согласно части 1 ст. 13 Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ и Приказа Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815 до ввода ее в эксплуатацию, а также после ее ремонта.

Периодическая поверка СИКН проводится в процессе ее эксплуатации.

Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или меньшем диапазоне в соответствии с заявлением владельца СИКН.

Если очередной срок поверки средств измерений (СИ) из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяется только данное СИ, при этом поверку СИКН не проводят.

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) СИ из состава СИКН, за исключением термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 и установки поверочной модели СР – 12 месяцев.

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

Интервал между поверками установки поверочной модели СР – 24 месяца.

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 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 г. № 256 «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» с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки преобразователей расхода массовых, входящих в состав СИКН, в рабочем диапазоне измерений расхода.

2.2 Средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН, приведенных в таблице 4 настоящей методики поверки.

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 по рабочей измерительной линии, т/ч	от 28 до 188
Диапазон измерений расхода по контрольно-резервной измерительной линии, т/ч	от 28 до 188

Таблица 3 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая и 1 контрольно-резервная)

Окончание таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Избыточное давление измеряемой среды, МПа: - минимально допустимое - рабочее - максимально допустимое	1,6 от 1,6 до 2,1 2,5
Температура измеряемой среды, °С: - минимально допустимая - рабочая - максимально допустимая (расчетное)	+20 от +20 до +40 +60
Плотность измеряемой среды при температуре 20 °С, кг/м ³	от 750 до 830
Плотность измеряемой среды при рабочих условиях, кг/м ³	от 735 до 830
Вязкость кинематическая измеряемой среды при температуре 20 °С, сСт, не более	10
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20
Массовая доля серы, %, не более	0,6
Массовая доля метил- и этил-меркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (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 системы сбора и обработки информации, °С	от +20 до +30
Температура воздуха внутри помещения блока измерений показателей качества нефти, °С	от +10 до +25
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:

Для ИВК:

1) VERSION CONTROL FILE CSUM (цифровой идентификатор);

2) CONTROL VERSION APPLICATION SW (номер версии ПО).

Идентификационные данные ПО ИВК должны соответствовать сведениям, приведенным в описании типа на СИКН.

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 необходимо нажать кнопку мыши на окне «Архив отчетов» в правой панели. В «Архиве отчетов» слева нажать на окно «сгс32».

7.2.3.2 На экране откроется панель, содержащая информацию о идентификационном наименовании ПО, номере версии ПО, имени файла и цифровом идентификаторе.

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 документами 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 нефтепродуктов на элементах оборудования или СИ поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки нефтепродуктов.

7.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

7.4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН

7.4.1.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с документами, приведенными в таблице 4.

7.4.1.2 СИ, участвующие в определении массы нефти или результаты измерений которых влияют на погрешность измерений массы нефти, подлежат поверке в соответствии с документами, приведенными в таблице 4.

Таблица 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Документами
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion, модели CMF (далее – СРМ)	МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»; МИ 3288-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки комплектом компакт-прувера, преобразователя объемного расхода и поточного преобразователя плотности (с изменением №1)».
Преобразователи давления измерительные КМ35	МЦКЛ.0235.МП «Преобразователи давления измерительные КМ35. Методика поверки».
Преобразователи температуры Rosemount 3144P	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г.
Преобразователи плотности и расхода CDM	МП 02-221-2015 «ГСИ. Преобразователи плотности и расхода CDM. Методика поверки», утвержденная ФГУП «УНИИМ» 05 ноября 2015 г.
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счётчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утверждённая руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 23 мая 2014 г.
Влагомеры поточные модели L	МП 0090-6-2013 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры поточные моделей L и F. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 2 декабря 2013 г.
ИБК	МП 0392-13-2016 «Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 15 февраля 2016 г.

Окончание таблицы 4

Наименование СИ	Документы
Устройства распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки».
Манометры избыточного давления, вакуумметры и мановакуумметры показывающие МП-У, ВП-У, МВП-У	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки».
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ	5ШО.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки».
Установка поверочная модели СР	МП 0199-14-2014 «Инструкция. ГСИ. Установки поверочные СР, СР-М. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 17 октября 2014 г.

7.4.1.3 СИ результаты измерений, которых не влияют на результат и погрешность измерений массы нефти (преобразователи разности давления, манометры, установленные на фильтрах блока измерительных линий и блока измерений показателей качества нефти (БИК), преобразователь расхода в БИК), подлежат поверке или калибровке в соответствии с действующими документами.

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 в точке диапазона расхода, применяемого 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.

7.4.3.2 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_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 δM – пределы относительной погрешности измерений массы нефти, %;

ΔW_g – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;

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

ΔW_{xc} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %;

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

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

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

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 Δ , %, вычисляют по формуле:

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

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

7.4.3.5 Значения воспроизводимости и сходимости (повторяемости) 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.

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 лицевой стороне свидетельства о поверке СИКН указывают диапазон измеряемого расхода СИКН, определяющийся значениями минимального и максимального расхода. За значение минимального расхода принимают значение минимального расхода рабочего СРМ (согласно свидетельству о поверке), или значение минимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно больше. За значение максимального расхода принимают значение максимального расхода рабочего СРМ (согласно свидетельству о поверке), или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно меньше.

8.3 На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто и нетто нефти.

8.4 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

8.5 Результаты поверки оформляют протоколом согласно приложению А.

8.6 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 1 – 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