

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

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ЦИ СИ –  
Первый заместитель директора по  
научной работе – Заместитель  
директора по качеству ФГУП "ВНИИР"



В.А. Фафурин

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 494

Методика поверки

МП 0255-14-2015

г.р. 61287-15

Казань

2015

1 РАЗРАБОТАНА	ФГУП "ВНИИР"
ИСПОЛНИТЕЛИ	Груздев Р.Н., Фаткуллин А.М.
2 УТВЕРЖДЕНА	ФГУП "ВНИИР"
3 ВВЕДЕНА	ВВЕРВЫЕ

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 494 (далее – система) и устанавливает объём, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок системы. Интервал между поверками – 12 месяцев.

## 1 Операции поверки

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

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Подтверждение соответствия программного обеспечения системы	6.2	Да	Да
Внешний осмотр	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.5	Да	Да

## 2 Средства поверки

2.1 Установка поверочная FMD, максимальный объёмный расход 1350 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности 0,99 ± 0,05 %.

2.2 Калибратор многофункциональный модели ASC300-R с внешними модулями АРМ015PGHG и АРМ03КРАHG, нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности ± 0,025 % от верхнего предела измерений

2.3 Калибратор температуры АТС-R модели АТС 156 (исполнение В), диапазон воспроизводимых температур от минус 27 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ±0,04 °С.

2.4 Установка пикнометрическая, диапазон определения плотности от 650 до 1100 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,10 кг/м<sup>3</sup>.

2.5 Установка поверочная дистилляционная УПВН-2.01, диапазон воспроизведения объёмной доли воды от 0,01 % до 2,00 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности ± 0,02%.

2.6 Рабочий эталон единицы кинематической вязкости жидкости 1-го разряда, диаметры капилляров: 0,33, 0,48, 0,65, 0,97, 1,33 мм, относительная погрешность: 0,02 %, 0,01 %, 0,005 %, 0,008 %, 0,007 %.

2.7 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности

воспроизведений силы постоянного тока  $\pm 3$  мкА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов  $\pm 5 \times 10^{-4}$  % в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке  $\pm 2$  имп. в диапазоне от 20 до  $5 \times 10^8$  имп.

2.8 Установка поверочная расходомерная, диапазон измерения расхода от 0,5 до 30 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности  $\pm 2,0$  %.

2.9 Основные средства поверки газоанализатора СГОЭС:

- ГСО ПГС состава метан – азот (3883-87), пропан – азот (5328-90, 9142-2008, 9779-2011), бутан – азот (8977-2008, 8978-2008), пентан – воздух (9129-2008, 9130-2008), изобутан – воздух (5905-91), циклопентан – воздух (9246-2008), гексан – воздух (5322-90), этан – воздух (9204-2008), этилен – азот (8987-2008) в баллонах под давлением, выпускаемые по ТУ 616-2956-92 с изм. №№ 1...6;

- генератор газовых смесей ГГС-03-03 по ШДЕК.418313.001 ТУ в комплекте с ГСО-ПГС состава пропилен – азот (8976-2008) в баллоне под давлением, выпускаемой по ТУ 6-16-2956-92 с изм. №№ 1...6;

- рабочий эталон 1-го разряда - комплекс динамический газосмесительный ДГК-В (зав. № 01, регистрационный номер РЭ 154-1-132ГП-10).

2.10 Допускается использование других средств поверки с характеристиками, не уступающими указанным.

### 3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Федеральным законом "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" № 116-ФЗ от 21.07.97 г., (с изменениями);

- "Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности";

- руководством по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", утвержденным Приказом № 784 от 27 декабря 2012 г.;

- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации;

- "Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей";

- ПОТ Р М-016-2001 (РД 153.34.0-03.150-00) (с изм. 2003) "Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок";

- "Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) потребителей" (6-е издание).

### 4 Условия поверки

4.1 При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов на методики поверки средств измерений, входящих в состав системы.

4.2 При проведении поверки в условиях испытательной лаборатории должны соблюдаться условия в соответствии с ГОСТ 8.395–80 "ГСИ. Нормальные условия измерений при поверке. Общие требования":

- температура окружающего воздуха, °С	от 15 до 25;
- атмосферное давление, кПа	от 96 до 106;
- относительная влажность, %	от 30 до 80.

4.3 При поверке на месте эксплуатации системы характеристики нефти должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик нефти таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Массовый расход, т/ч	От 260 до 1740
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858–2002 "Нефть. Общие технические условия"
Температура измеряемой среды, °С	От 4 до 37
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	От 0,3 до 1,6
Плотность измеряемой среды при стандартных условиях (температура 20 °С и избыточное давление, равное нулю), кг/м <sup>3</sup>	От 836 до 910
Кинематическая вязкость при температуре измеряемой среды, сСт	От 12 до 60
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	900
Содержание свободного газа	Не допускается

## 5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы и нормативными документами на методики поверки средств измерений, входящих в состав системы.

## 6 Проведение поверки

### 6.1 Проверка комплектности технической документации

#### 6.1.1 Проверяют:

- наличие действующих свидетельств о поверке средств измерений, входящих в состав системы;
- наличие эксплуатационно-технической документации на средства измерений, входящие в состав системы.

### 6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения системы

6.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения системы сведениям, приведенным в описание типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО контроллера измерительного FloBoss S600+ проводят в соответствии с его руководством пользователя в следующей последовательности:

а) включить питание контроллера измерительного FloBoss S600+, если питание было выключено;

б) дождаться после включения питания появления на дисплее контроллера измерительного FloBoss S600+ 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) **"CONFIG STRUCTURE CSUM"** – контрольная сумма структуры файла конфигурации;

2) **"VERSION APPLICATION SW"** – версия программного обеспечения контроллера измерительного FloBoss S600+.

6.2.3 Определение идентификационных данных "АРМ оператора ПО "ФОРВАРД" проводят в соответствии с технической документацией на "АРМ оператора "ФОРВАРД" в следующей последовательности:

- на рабочем столе "АРМ оператора ПО "ФОРВАРД" нажимают на вкладку "О программе", находящейся в левом верхнем углу экрана;

- в появившемся окне приведены сведения о версии ПО;

- нажатием на вкладку "Модули" открывается окно "Модули";

- в окне "Модули" приведены сведения о идентификационном наименовании модуля ПО и его контрольная сумма.

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

### **6.3 Внешний осмотр**

6.3.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность системы должна соответствовать технической документации;

- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;

- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и соответствовать технической документации.

### **6.4 Опробование**

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав системы.

6.4.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов системы в соответствии с руководством по эксплуатации системы, возможность получения отчета.

6.4.3 Проверяют герметичность системы.

На элементах и компонентах системы не должно быть следов протечек нефти.

### **6.5 Определение метрологических характеристик**

6.5.1 Определение метрологических характеристик средств измерений, входящих в состав системы, проводят в соответствии с нормативными документами, приведенными в таблице 3, а также другими действующими нормативными документами с учетом требований, предъявляемых к системе.

Таблица 3

Наименование средства измерений	Нормативный документ
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модификации CMF, модели CMFHC3	<p>МИ 3288–2010 ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки комплектом компак-прувера, преобразователя объемного расхода и поточного преобразователя плотности</p> <p>МИ 3189-2009 Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы "Emerson Process Management". Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки и поточного преобразователя плотности</p>
Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835	<p>МИ 2816–2012 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации.</p> <p>МИ 3240–2009 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки</p>
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм.	МИ 2366–2005 Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829.	МИ 3302–2010 ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки
Датчик температуры 644, 3144Р	<p>МИ 2672–2005 ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии ATC-R исполнения "В" фирмы AMETEK Denmark A/S, Дания.</p> <p>Инструкция "ГСИ. Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки", утверждена ФГУП "ВНИИМС" в августе 2009 г.</p>
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 "Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки"
Преобразователь давления измерительный 3051	<p>МИ 1997–89 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки</p> <p>Рекомендация. ГСИ. Преобразователь давления измерительный 3051. Методика поверки", утверждена ФГУП "ВНИИМС" в феврале 2010 г.</p>

Окончание таблицы 3

Контроллер измерительный FloBoss S600+	"Инструкция. ГСИ. Контроллер измерительный FloBoss модели S600, S600+ фирмы "Emerson Process Management Ltd.". Методика поверки", утвержденная ГСИ СИ ФГУП "ВНИИР" 25 марта 2011 г.
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	МИ 2124–90 Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, моновacuумметры, напорометры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки  5Ш0.283.421 МП "Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки", утвержденная ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в 2011г.
Установка поверочная FMD	МИ 1972–95 Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников  МП 2550-0163-2011 "Установки поверочные FMD. Методика поверки" утвержденная ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева" 03.03.2011 г.
Газоанализатор СГОЭС	МП0242–1147-2011 "Газоанализаторы СГОЭС. Методика поверки", утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им Д.И. Менделеева» 04.04.2011 г.
Преобразователь расхода жидкости турбинный геликоидный НТМ (далее – ТПР).  При поверке ТПР определяют среднеквадратическое отклонение (СКО) результатов измерений. Значение СКО не должно превышать 0,015 %	МИ 3288–2010 ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки комплектом компак-прувера, преобразователя объемного расхода и поточного преобразователя плотности
Примечание – Поверку ТПР проводят по МИ 3288 одновременно с поверкой счетчика-расходомера массового Micro Motion модификации CMF, модели CMFHC3. Результаты поверки ТПР оформляют в соответствии с раздела 7 настоящей методики поверки.	

Расходомер ультразвуковой UFM 3030, предназначенный для измерения объемного расхода нефти в блоке измерений показателей качества нефти, преобразователи давления измерительные 3051, предназначенные для измерения



разности давления, контроллер программируемый логический PLC Modicon, модули аналоговые ВМХАМІ0800, ВМХАМІ0810, ВМХАМІ0410, ВМХАМІ0410Н, ВМХАRT0414, ВМХАRT0414Н, ВМХАRT0814, ВМХАRT0814Н, ВМХАМО0210, ВМХАМО0210Н, ВМХАМО0410, ВМХАМО0802, ВМХАММ0600, ВМХАММ0600Н, ВМХЕНС0200, ВМХЕНС0200Н, ВМХЕНС0800, ВМХЕНС0800Н, подлежат калибровке по методике поверки, в случае отсутствия методики калибровки, не реже одного раза в 5 лет.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой.

При прямом методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы брутто нефти системой принимают равной относительной погрешности измерений массы нефти счетчиком-расходомером массовым Micro Motion, модификации CMF, модели CMFHC3.

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти не должна превышать  $\pm 0,25 \%$ .

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой.

6.5.3.1 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595–2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений".

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

$$\delta M_H = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta_M^2 + \frac{\Delta W_{MB}^2 + \Delta W_{MP}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left(1 - \frac{W_{MB} + W_{MP} + W_{XC}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где  $\delta_M$  - пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;

$\Delta W_{MB}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;

$\Delta W_{MP}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %;

$\Delta W_{XC}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей %;

$W_{MB}$  - максимальное значение массовой доли воды, %;

$W_{MP}$  - максимальное значение массовой доли механических примесей, %;

$W_{XC}$  - максимальное значение массовой доли хлористых солей, %.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580–2001 "ГСИ. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов".

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

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

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

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477–65 "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".

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

Результат вычислений относительной погрешности измерений массы нетто нефти при предельных значениях параметров нефти приведен в приложении А.

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

## 7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы в соответствии с требованиями правил по метрологии ПР 50.2.006–94 ГСИ. Поверка средств измерений. Организация и порядок проведения.

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006.

**Приложение А**  
**(Справочное)**  
**Расчет относительной погрешности измерений массы нетто**

А.1 Результаты вычислений относительной погрешности измерений массы нетто нефти при предельных значениях параметров нефти приведен в таблице А.1.

Таблица А.1

Наименование показателя	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, $\delta_m$ , %	0,25
Максимальная массовая доля воды, $W_{мв}$ , %	0,50
Воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, $R_{мв}$ , %	0,20
Сходимость метода по ГОСТ 2477, $r_{мв}$ , %	0,10
Абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, $\Delta W_{мв}$ , %	0,1323
Максимальная массовая доля механических примесей, $W_{мп}$ , %	0,0500
Воспроизводимость метода по ГОСТ 6370, $R_{мп}$ , %	0,0100
Сходимость метода по ГОСТ 6370, $r_{мп}$ , %	0,0050
Абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, $\Delta W_{мп}$ , %	0,0066
Максимальная массовая концентрация хлористых солей, $г/дм^3$	900
Определение содержания хлористых солей по ГОСТ 21534 методом (А или Б)	Б
Воспроизводимость метода по ГОСТ 21534, $R_{хс}$ , $г/дм^3$	100
Сходимость метода по ГОСТ 21534, $r_{хс}$ , $г/дм^3$	50
Абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, $г/дм^3$	66,1438
Минимальное значение плотности нефти, $кг/м^3$	836
Максимальная массовая доля хлористых солей в нефти, $W_{хс}$ , %	0,1077
Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, $\Delta W_{хс}$ , %	0,0079
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти при предельных значениях параметров нефти, $\delta_n$ , %	0,31

А.2 Относительная погрешность при измерении массы нетто нефти не превышает  $\pm 0,35$  %.