

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

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ГЦИ СИ  
Заместитель директора по научной  
работе – заместитель директора по  
качеству



В.А. Фафурин

«26» марта 2015 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1009

Методика поверки

МП 0257-9-2015

н.р. 61298-15

Казань  
2015 г.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левин К.А., Ахметзянова Л.А.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 1009 (далее – система), предназначенную для измерений массы брутто и массы нетто нефти.

Интервал между поверками – один год.

## 1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Проверка идентификации и защиты программного обеспечения (ПО) 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 Перечень эталонов применяемых при поверке:

2.1.1 Установка трубопоршневая «Сапфир М» -500, диапазон измерений объемного расхода от 40 м<sup>3</sup>/ч до 500 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема ± 0,09 %.

2.1.2 Плотномер автоматический МДЛ-1, диапазон измерений плотности от 650 кг/м<sup>3</sup> до 1000 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений ± 0,1 кг/м<sup>3</sup>.

2.1.3 Калибратор температуры АТС-140В, в диапазоне значений от минус 33 °С до 140 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,04°С;

2.1.4 Калибратор давления модульный МС2-R в диапазоне воспроизведения сигналов силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности (в диапазоне температуры окружающей среды 23°С ± 5°С) ± (0,02% показ. + 1,5 мкА), в диапазоне измерений давления от 0 до 6 МПа, пределы допускаемой основной погрешности (в диапазоне температуры окружающей среды 23°С ± 5°С) ±(0,025% П + 0,01% ВП) (П – показание, В – верхний предел воспроизведения).

2.1.5 Устройство поверки вторичной аппаратуры систем измерений количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов и газа «УПВА-Эталон» в диапазоне задания силы постоянного тока от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности воспроизведения (в диапазоне температуры окружающей среды 20°С ± 5°С) ± 0,003 мА, в диапазоне значений от 1 до 10000 Гц, предел допускаемой основной относительной погрешности задания периода следования импульсов (в диапазоне температуры окружающей среды 20°С ± 5°С) ± 0,001 %.

2.1.6 Влагомер эталонный лабораторный для товарной нефти ЭУДВН-1л, диапазон измерений объемной доли воды от 0,02 % до 2,0 %, пределы допускаемого значения абсолютной погрешности в поддиапазонах измерений объемной доли воды от 0,02 % до 1,0 % (включительно) составляет ± 0,02 %, от 1,0 % до 2,0 % составляет ± 0,03 %.

### 3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», а также другими действующими нормативными документами (НД);
- правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;
- правилами технической эксплуатации электроустановок;
- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

### 4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

Характеристики измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи нефти.

Т а б л и ц а 2 – Характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 резервная-контрольная)
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 119 до 610
Диапазон плотности нефти при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	от 862 до 890
Диапазон кинематической вязкости, сСт	от 9,6 до 50
Диапазон давления, МПа	от 0,2 до 1,6
Диапазон температуры, °С	от плюс 5 до плюс 35
Массовая доля воды, %, не более	1,0
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
Режим работы системы	непрерывный

### 5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с руководством по эксплуатации системы и НД на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

### 6 Проведение поверки

#### 6.1 Проверка комплектности технической документации

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

#### 6.2 Проверка идентификации и защиты ПО системы

##### 6.2.1 При проверке идентификации и защиты ПО должно быть установлено

соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

#### 6.2.2 Проверка идентификационных данных ПК «Cropos».

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для рабочего и резервного автоматизированного рабочего места оператора (далее – АРМ оператора).

На главной странице мнемосхемы технологических процессов СИКН АРМ оператора выбрать меню «Настройка/Настройка системы». На открывшейся странице в правой нижней части экрана расположена кнопка «Проверить CRC» и отображены идентификационные данные ПО:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии (идентификационный номер) ПО;
- цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода).

Для определения цифрового идентификатора ПО нажимают кнопку «Проверить CRC».

#### 6.2.3 Проверка идентификационных данных конфигурационного файла контроллера FloBoss S600+.

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для всех контроллеров.

С помощью кнопок на передней панели контроллера выбрать на дисплее меню №5 «SYSTEM SETTINGS», далее №7 – «VERSION CONTROL». В открывшемся меню необходимо найти страницы со следующими заголовками:

- APPLICATION SW (номер версии (идентификационный номер) ПО);
- FILE CSUM (Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)).

Программный комплекс «Cropos» имеет свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения № 01.00284-2010-031/04-2012 от 04.06.2012, выданный ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика».

6.2.4 Идентификационные данные ПО системы должны соответствовать сведениям, приведенным в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – Идентификационные данные ПО системы:

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Операционная система контроллера FloBoss S600+	Программный комплекс «Cropos»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.21	1.37
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	6051	DCB7D88F
Другие идентификационные данные (если имеются)	-	-

#### 6.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре устанавливают соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность соответствует указанной в технической документации;
- отсутствуют механические повреждения и дефекты, препятствующие применению;
- надписи и обозначения на средствах измерений, входящих в систему четкие и соответствуют требованиям технической документации.

## 6.4 Опробование

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав системы.

6.4.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов системы в соответствии с инструкцией 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 СИ, входящих в состав системы.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 4.

Т а б л и ц а 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF400, счетчик-расходомер массовый Micro Motion модификации CMF400	МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»
Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3240-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Преобразователи измерительные Rosemount 644	МИ 2672-2005 «ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-R исполнения "В" фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания» 12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г.
Преобразователи измерительные 644	МИ 2672-2005 «ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-R исполнения "В" фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания» Инструкция. «ГСИ. Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки», разработана и утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», октябрь 2004 г.
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Контроллер измерительный FloBoss S600+	МП 117-221-2013 «Контролеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки», утвержденная ФГУП «УНИИМ» в апреле 2014 г.

Окончание таблицы 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Манометр для точных измерений МПТИ	5Ш0.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ, и МВПТИ. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС в 2011 г.
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки» МП 14061-10 Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ВГУП «ВНИИМС» 08.02.2010
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»

Преобразователи давления измерительные 3051, предназначенные для измерений разности давления и счетчик нефти турбинный МИГ, установленный в блоке измерений показателей качества нефти, подлежат калибровке или поверке один раз в год.

#### 6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы сырой нефти принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений массомера.

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

#### 6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти  $\delta M_H$ , %, определяют расчетным путем по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta M_{бр}^2 + \frac{(\Delta W_s)^2 + (\Delta W_n)^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_s + W_n + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где

$\delta M_{бр}$  – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

$\Delta W_s$  – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

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

$\Delta W_n$  – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей %;

$W_n$  – массовая доля механических примесей в нефти, %;

$\Delta W_{xc}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %

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

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 сходимость 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.

6.6. Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность измерений массы нетто нефти не превышает  $\pm 0,35 \%$ .

## **7 Оформление результатов поверки**

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы по форме приложения 1 ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений».

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.