

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ГЦИ СИ ОП ГНМЦ  
ОАО «Нефтеавтоматика»

в г. Казань



Немиров М.С.

" 16 " февраля 2015 г.

## ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 96

Омской ЛПДС

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0070-15 МП

*и р. 63213-16*

Казань  
2015

**РАЗРАБОТАНА**

Государственным центром испытаний средств измерений Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр ОАО «Нефтеавтоматика» в г.Казань  
(ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань)

Номер регистрации в Государственном реестре средств измерений № 30141-10

**ИСПОЛНИТЕЛИ:**

Крайнов М.В.,  
Давыдова Е.Н.,

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 96 Омской ЛПДС (далее – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Межповерочный интервал СИКН: один год.

## **1 Операции поверки**

При проведении поверки выполняют следующие операции:

1.1 Внешний осмотр (п. 6.1).

1.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (далее – ПО) СИКН (п. 6.2).

1.3 Опробование (п. 6.3).

1.4 Определение метрологических характеристик (далее – МХ).

1.4.1 Определение МХ средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН (п. 6.4.1).

1.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти (п. 6.4.2).

1.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти (п. 6.4.3).

## **2 Средства поверки**

2.1 Поверочная установка 1-го разряда по ГОСТ Р 8.510-2002.

2.2 Рабочий эталон объемного влагосодержания нефти 2-го разряда по ГОСТ 8.614-2013.

2.3 Рабочий эталон плотности 1-го разряда по ГОСТ 8.024-2002;

2.4 Рабочий эталон вязкости по ГОСТ 8.025-96 с пределами допускаемой приведенной погрешности измерений динамической вязкости не более  $\pm 0,5$  %;

2.5 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08);

2.6 Калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);

2.7 Манометры грузопоршневые МП, класс точности 0,005.

2.8 Другие эталонные и вспомогательные СИ – в соответствии с нормативными документами (далее – НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

2.9 Допускается применять аналогичные по назначению средства поверки, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной инструкции.

## **3 Требования безопасности**

При проведении поверки соблюдают требования, установленные:

- правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
- 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 поверку СИ, входящих в состав СИКН.

## 5 Подготовка к поверке

Подготовку к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН и НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

## 6 Проведение поверки

### 6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствующими технической документации.

### 6.2 Подтверждение соответствия ПО.

#### 6.2.1 Проверка идентификационных данных ПК «Сropos».

На главной странице мнемосхемы технологических процессов СИКН АРМ оператора выбрать меню «Настройка/Настройка системы», в правом нижнем углу которого расположена кнопка «Проверить CRC» и отображены идентификационные данные ПО, которые заносят в протокол по форме приложения 1:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии ПО.

Для определения цифрового идентификатора ПО нажимают кнопку «в правом нижнем углу которого расположена кнопка «Проверить CRC»». Полученный цифровой идентификатор заносят в протокол.

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

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для ведущих и ведомых контроллеров.

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

- CONFIG NAME (идентификационное наименование ПО);
- CONFIG VERSION (номер версии ПО);
- FILE CSUM (цифровой идентификатор ПО, параметр CFG).

Занести информацию из этих страниц в соответствующие разделы протокола.

6.2.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п.6.2.1 и п.6.2.2, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

### 6.3 Опробование

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

### 6.4 Определение МХ

6.4.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Преобразователи расхода жидкости турбинные	МИ 1974-2004 «ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки» МИ 3380-2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой» МИ 3045-2004 «ГСИ. Преобразователи расхода жидкости турбинные. Методика поверки с помощью преобразователя объема жидкости эталонного лопастного» МИ 3267-2010 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки с помощью эталонного преобразователя объемного расхода»
Счетчик (преобразователь) объема жидкости эталонный лопастной Smith Meter модели M16	МИ 3044-2007 «ГСИ. Преобразователи объема жидкости лопастные Smith Meter фирмы «FMC Technologies Measurement Solutions» Smith Meter Inc., США, Smith Meter GmbH и F.A. Sening GmbH, Германия. Методика поверки» МИ 3266-2010 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода эталонные. Методика поверки»
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	МИ 2403-97 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные "Солартрон" типов 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3240-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки.
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные 7829	МИ 3001-2006 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости поточные моделей 7827 и 7829 фирмы «Solartron Mobrey Limited». Методика поверки в динамическом режиме» МИ 3119-2008 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3302-2010 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти поточные типа УДВН. Методика поверки»
Преобразователи измерительные типа 644	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки», Утверждена ФГУП ВНИИМС, октябрь 2004 г.

Наименование СИ	НД
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительным EJX110 Преобразователи давления измерительный EJX530A	«ГСИ. Преобразователи давления измерительные EJX. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2004 г.
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	«Инструкция. ГСИ Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd». Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 25.03.2011 г. МП 117-221-2013 «Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки»
Манометры	МИ 2124 – 90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, напорометры, тягометры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Термометры стеклянные	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»

Допускается применение других методик поверки на СИ, утвержденных в установленном порядке.

6.4.2 Определение пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти  $\delta M$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta M = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 (\delta \rho^2 + \beta'^2 10^4 \Delta T_p^2) + \beta'^2 10^4 \Delta T_v^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

где  $\delta V$  - пределы относительной погрешности измерений объема нефти, %.  
За  $\delta V$  принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений преобразователей расхода;

$\delta \rho$  - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;

$\Delta T_p, \Delta T_v$  - пределы допускаемых абсолютных погрешностей измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С;

$\beta'$  - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, берут из Приложения А ГОСТ Р 8.595-2004;

$\delta N$  - пределы допускаемой относительной погрешности СОИ, %;

$G$  - коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2\beta' T_v}{1 + 2\beta' T_p} \quad (2)$$

Значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти не должны превышать  $\pm 0,25\%$ .

6.4.3 Определение пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

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

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta W_b)^2 + (\Delta W_n)^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left[1 - \frac{W_b + W_n + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (3)$$

- где  $\Delta W_b$  - абсолютная погрешность определений массовой доли воды, %;  
 $\Delta W_n$  - абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;  
 $\Delta W_{xc}$  - абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей, %.

Значения пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должны превышать  $\pm 0,35\%$ .

## 7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с требованиями правил по метрологии ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений». На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто и массы нетто нефти и соответствующий им диапазон расходов (по свидетельству о поверке на преобразователи расхода жидкости турбинные);
- идентификационные признаки ПО СИКН.

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006-94.

Приложение 1  
(рекомендуемое)

Форма протокола подтверждения соответствия ПО СИКН

Место проведения поверки: \_\_\_\_\_

Наименование СИ: \_\_\_\_\_

Заводской номер СИ: № \_\_\_\_\_

Идентификационные данные ПО \_\_\_\_\_

(наименование ПО)

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки СИКН	Значение, указанное в описании типа СИКН
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Другие идентификационные данные		

Заключение: ПО СИКН соответствует/не соответствует ПО, зафиксированному во время испытаний в целях утверждения типа СИКН.

Должность лица проводившего поверку: \_\_\_\_\_

(подпись)

(инициалы, фамилия)

Дата поверки: \_\_\_\_\_ « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ г.