

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ  
ПАО «Нефтеавтоматика»



М.С. Немиров

« 26 » 10 2015 г.

## ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти резервная  
для СИКН №425 на ЛПДС «Салават» Туймазинского НУ**

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0090-15 МП

з.р.63911-16

**РАЗРАБОТАНА**

Обособленным подразделением Головной научный  
метрологический центр ПАО «Нефтеавтоматика» в  
г.Казань

(ОП ГНМЦ ПАО «Нефтеавтоматика»)

**ИСПОЛНИТЕЛИ:**

Крайнов М.В.,

Галяутдинов А.Р.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти резервную для СИКН №425 на ЛПДС «Салават» Туймазинского НУ (далее – РСИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Межповерочный интервал РСИКН: один год.

## **1 Операции поверки**

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- 1.1 Внешний осмотр (п.п. 6.1);
- 1.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (далее – ПО) РСИКН (п.п. 6.2);
- 1.3 Опробование (п.п. 6.3);
- 1.4 Определение метрологических характеристик (далее – МХ):
  - 1.4.1 Определение МХ средств измерений (далее – СИ), входящих в состав РСИКН (п.п. 6.4.1);
  - 1.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти (п.п. 6.4.2);
  - 1.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти (п.п. 6.4.3).

## **2 Средства поверки**

- 2.1 Поверочная установка 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.510-2002.
- 2.2 Расходомеры массовые Promass с первичным преобразователем расхода Promass F DN 150 и вторичным электронным преобразователем 83 из состава системы измерений количества и показателей качества № 425 на ЛПДС «Салават» Туймазинского НУ.
- 2.3 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08).
- 2.4 Калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07).
- 2.5 Калибратор давления модульный МС2-Р (Госреестр № 28899-05).
- 2.6 Магазин сопротивлений Р4831 (Госреестр № 6332-77).
- 2.7 Другие эталонные и вспомогательные СИ – в соответствии с нормативными документами (далее – НД) на поверку СИ, входящих в состав РСИКН.
- 2.8 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, определяемые:
- в области охраны труда и промышленной безопасности:
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101;
  - Трудовой кодекс Российской Федерации;
- в области пожарной безопасности:
- СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
  - «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ №390 от 25.04.2012;

- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;

- СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;

в области охраны окружающей среды:

- Федерального закона от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

К проведению испытаний допускаются лица, имеющие высшее образование, опыт работы в области метрологического обеспечения измерений расхода и параметров нефти не менее двух лет, прошедшие курсы повышения квалификации в области «Испытания средств измерений».

#### **4 Условия поверки**

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

#### **5 Подготовка к поверке**

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

При подготовке к поверке проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) клейм на СИ, входящие в состав РСИКН.

#### **6 Проведение поверки**

##### **6.1. Внешний осмотр**

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие РСИКН следующим требованиям:

- комплектность РСИКН должна соответствовать технической документации;

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

- надписи и обозначения на компонентах РСИКН должны быть четкими и соответствующими технической документации.

##### **6.2 Подтверждение соответствия ПО.**

###### **6.2.1 Проверка идентификационных данных ПК «Сtopos».**

На главной странице мнемосхемы технологических процессов РСИКН АРМ оператора выбрать меню «Настройка/Настройка системы». На открывшейся странице в правой нижней части экрана расположена кнопка «Проверить CRC» и отображены идентификационные данные ПО, которые заносят в протокол по форме приложения А:

- идентификационное наименование ПО;

- номер версии ПО.

Для определения цифрового идентификатора ПО нажимают кнопку «Проверить CRC». Полученный цифровой идентификатор заносят в протокол.

6.2.2 Проверка идентификационных данных конфигурационного файла контроллера FloBoss S600+.

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 (контрольная сумма исполняемого кода)).

Считать серийный номер с корпуса контроллера FloBoss S600+.

Занести информацию в соответствующие разделы протокола.

6.2.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа РСИКН и полученные в ходе выполнения п.6.2.1 и п.6.2.2, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО РСИКН 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 РСИКН

### 6.4 Определение МХ

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

Т а б л и ц а 1 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Расходомер UFM 3030 DN 250	МИ 3312-2011 «ГСИ. Ультразвуковые преобразователи расхода. Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки, поточного преобразователя плотности и счетчиков-расходомеров массовых»
Преобразователь измерительный 644	«Инструкция. ГСИ. Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки», разработана и утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», август 2004 г.
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	ГОСТ Р 8.624-2006 «ГСИ. Термометры сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки». ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователь давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки», МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010
Контроллер измерительный FloBoss S600+	«Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd», Великобритания. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 25 марта 2011 г

Наименование СИ	НД
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. МИ 2124-90 ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2	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 допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти  $\delta M_{бр}$ , %, вычисляют по формуле

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

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

$\delta \rho$  - 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, значения которого приведены в таблице 2 настоящей методики в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 (приложение А).

$\delta N$  - предел допускаемой относительной погрешности вычислителя расхода, %;

$G$  - коэффициент, вычисляемый по формуле

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

где  $T_v, T_p$  - температуры нефти при измерениях ее объема и плотности соответственно, °С.

Величину,  $\delta \rho$  %, вычисляют по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho \cdot 100}{\rho_{\min}} \quad (3)$$

где  $\Delta \rho$  - предел основной допускаемой погрешности измерений плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\min}$  - минимальное значение плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>.

Т а б л и ц а 2 - Коэффициенты объемного расширения нефти в зависимости от её плотности

$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta'$ , 1/°C	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta'$ , 1/°C
840,0-849,9	0,00084	870,0-879,9	0,00076
850,0-859,9	0,00081	880,0-889,9	0,00074
860,0-869,9	0,00079	890,0-899,9	0,00072

Значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти не должны превышать  $\pm 0,65\%$ .

6.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta M)^2 + \frac{(\Delta W_g)^2 + (\Delta W_{mn})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_g + W_{mn} + W_{xc}}{100}\right)^2}} \quad (4)$$

- где  $\delta M_n$  - пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %;  
 $\delta M$  - пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;  
 $\Delta W_g$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;  
 $\Delta W_{mn}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;  
 $\Delta W_{xc}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %;  
 $W_g$  - массовая доля воды в нефти, %;  
 $W_{mn}$  - массовая доля механических примесей в нефти, %;  
 $W_{xc}$  - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

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

- где  $\phi_{xc}$  - массовая концентрация хлористых солей в нефти определенная в ХАЛ по ГОСТ 21534-76, мг/дм<sup>3</sup>;  
 $\rho$  - плотность нефти, измеренная в ХАЛ и приведенная к температуре нефти в условиях измерений массовой концентрации хлористых солей по Р 50.2.076-2010, кг/м<sup>3</sup>.

Абсолютные погрешности измерений в ХАЛ массовой доли воды, механических примесей, хлористых солей определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001.

Для доверительной вероятности  $P = 0,95$  и  $K$  измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений ( $\Delta$ , % массы) вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2} \cdot \left(1 - \frac{1}{K}\right)}{\sqrt{2}} \quad (3)$$

где  $R$  и  $r$  - воспроизводимость и сходимость (повторяемость) метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-65, ГОСТ 6370-83, ГОСТ 21534-76.

$K$  - количество измерений соответствующего показателя качества нефти. Принимается равным двум.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости

(повторяемости)  $r$ , % массы. Значение сходимости (повторяемости)  $r_{xc}$ , выраженное по ГОСТ 21534-76 в мг/дм<sup>3</sup>, переводят в % массы по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{xc}}{\rho}, \quad (7)$$

где  $r_{xc}$  - сходимость (повторяемость) метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм<sup>3</sup>.

Значения пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должны превышать  $\pm 0,75\%$ .

## 7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты идентификации программного обеспечения оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

7.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке РСИКН в соответствии с требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 г. На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нетто нефти, и соответствующий им диапазон расходов (по свидетельствам о поверке на преобразователи расхода);
- идентификационные признаки программного обеспечения РСИКН.

7.3 При отрицательных результатах поверки РСИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности к применению в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 г.



Форма протокола подтверждения соответствия программного обеспечения РСИКН

Протокол № \_\_\_\_\_  
подтверждения соответствия программного обеспечения РСИКН

Место проведения поверки: \_\_\_\_\_

Наименование СИ: \_\_\_\_\_

Заводской номер СИ: № \_\_\_\_\_

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

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

Должность лица проводившего

поверку:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(подпись)

(инициалы, фамилия)

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

поверки: