

УТВЕРЖДАЮ

Директор
ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»



М.С.Немиров

2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 383

на ПСП «Чернушка»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0154-17 МП

Казань
2017

РАЗРАБОТАНА Обособленным подразделением Головной научный
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в
г. Казань
(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ Крайнов М.В.,

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 383 на ПСП «Чернушка» (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.п. 6.1);
- 1.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН (п.п. 6.2);
- 1.3 Опробование (п.п. 6.3);
- 1.4 Определение метрологических характеристик (МХ):
 - 1.4.1 Определение МХ средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН (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).
 - 1.4.4 Определение пределов допускаемых погрешностей контроллера при преобразовании входных сигналов в измеряемые величины (п.п. 6.4.4).

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1 или 2 разряда по ГОСТ 8.510-2002 или ГОСТ 8.142-2013, диапазон измерений от 40 до 500 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1\%$.

2.2 Средства поверки в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав системы.

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

2.4 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

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

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.

При подготовке к поверке проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) клейм на СИ, входящие 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 «Сторос».

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для 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, которые заносят в протокол по форме приложения А:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии ПО.

Для определения цифрового идентификатора ПО нажимают кнопку «Проверить CRC32». 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.

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:

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

Занести информацию 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
Расходомеры массовые Promass 83F	МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности» МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»
Преобразователь плотности жидкости измерительный 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 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»
Преобразователь плотности и вязкости FVM	МП 01-251-2015 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости FDM, FVM, HFVM. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «УНИИМ» 07.04.2015.
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	МП 0309-6-2015 «ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки», утверждена ФГУП «ВНИИР» 04.09.2015 г.
Термопреобразователи сопротивления платиновые TR 88	МП 49519-12 «Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR, TST. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.
Преобразователи давления измерительные Cerabar M PMP 51	Рекомендация «ГСИ. Преобразователи давления и уровня измерительные Cerabar, Deltabar и Waterpilot производства фирмы «Endress+Hauser GmbH+Co.KG», Германия. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 16.09.2009 г.
Ротаметр Н 250	МП 48092-11 «Ротаметры Н 250, DK 32, DK 34, DK 37 фирмы «KROHNE Messtechnik GmbH», Германия Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2011 г.

Продолжение таблицы 1.

Наименование СИ	НД
Контроллер измерительный FloBoss S600+	НА.ГНМЦ.0167-2017 «Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки на месте эксплуатации», утверждена ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» в июне 2017 г. МП 0392-13-2016 «Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки», утверждена ФГУП «ВНИИР» 15.02.2016 г.
Барьеры искрозащиты серии Z	МП 22152-07 «Барьеры искрозащиты серии Z фирмы Pepperl+Fuchs GmbH, Германия. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ВНИИМС 21.11.2001
Комплекс измерительно-вычислительный и управляющий на базе платформы Logix PAC ControlLogix	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки» с изменением № 1
Манометры	5Ш0.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 07.07.2011 г. МИ 2124 – 90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, напорометры, тягометры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Термометры	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»

6.4.2 Определение допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Согласно ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» при прямом методе динамических измерений погрешность измерений массы брутто нефти равна пределу допускаемой погрешности счетчиков-расходомеров массовых.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти принимают равной максимальному значению погрешности счетчиков-расходомеров массовых, входящих в состав СИКН.

Значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти не должно превышать $\pm 0,25\%$.

6.4.3 Определение допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_{бр}^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_H^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left[1 - \frac{W_B + W_H + W_{ХС}}{100}\right]^2}}, \quad (1)$$

где δM_H - относительная погрешность измерений массы нетто нефти, %;

$\delta M_{бр}$ - предел допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;

ΔW_B - абсолютная погрешность определений массовой доли воды, %;

ΔW_n - абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;

ΔW_{xc} - абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей, %.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды вычисляют по формуле

$$\Delta W_b = \pm \frac{\sqrt{R_b^2 - r_b^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (2)$$

где R_b и r_b - воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли воды, берут из ГОСТ 2477-65, % массы.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли механических примесей, ΔW_n , % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_n = \pm \frac{\sqrt{R_n^2 - r_n^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (3)$$

где R_n и r_n - воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли механических примесей, берут из ГОСТ 6370-83, % массы.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли хлористых солей, ΔW_{xc} , % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{xc} = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли хлористых солей, % массы.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости r , % массы. Значение сходимости r_{xc} , выраженное по ГОСТ 21534-76 в мг/дм³, переводят в % массы по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{xc}}{c}, \quad (5)$$

где r_{xc} - сходимость метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм³.

Значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должно превышать $\pm 0,35\%$.

6.4.4 Определение пределов допускаемых погрешностей контроллера при преобразовании входных сигналов в измеряемые величины.

Определение пределов допускаемых погрешностей контроллера при преобразовании входных сигналов в измеряемые величины проводят в соответствии с документом НА.ГНМЦ.0167-2017 «Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки на месте эксплуатации».

Значение приведенной к диапазону измерений погрешности преобразования входных аналоговых сигналов в значения температуры и давления не должно превышать $\pm 0,04\%$.

Значение относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение массы нефти не должно превышать $\pm 0,01\%$.

Значение относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение плотности нефти не должно превышать $\pm 0,01\%$.

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 СИКН в соответствии с требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного 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 СИКН.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

7.3 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии 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.

Приложение А
(рекомендуемое)
Форма протокола подтверждения соответствия ПО СИКН

Протокол №
Подтверждения соответствия ПО СИКН

Место проведения поверки: _____

Наименование СИ: _____

Заводской номер: № _____

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		

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

Должность лица проводившего поверку: _____

(подпись)

(инициалы, фамилия)

Дата « ____ » _____ 20__ г.

поверки: