

УТВЕРЖДАЮ

Директор
ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»



М.С.Немиров

2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти и
нефтепродуктов на ЦПС Тарасовского месторождения
ООО «РН-Пурнефтегаз»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0151-17 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 и нефтепродуктов на ЦПС Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз» (далее – СИКНС) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Межповерочный интервал СИКНС: один год.

Примечание- Допускается поверку СИКНС проводить поэтапно при условии соблюдения требований настоящей методики и ссылочных документов.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- 1.1 Внешний осмотр (п.п. 6.1);
- 1.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКНС (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 СИКНС (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

При проведении поверки СИКНС применяют следующие основные средства поверки:

- 2.1 Рабочий эталон 1 или 2 разряда по ГОСТ 8.510-2002 или ГОСТ 8.142-2013, диапазон измерений от 10 до 100 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 СИКНС.
- 2.3 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

4.1 При проведении поверки СИКНС соблюдают требования, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Условия проведения поверки.

Наименование характеристики	Значение		
	БИЛ-1	БИЛ-2	БИЛ-3
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002	возвратная нефть	некондиционные нефтепродукты
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 20 до 40	от 10 до 20	от 10 до 35
Рабочий диапазон плотности, кг/м ³	от 750 до 950		
Вязкость кинематическая, мм ² /с, не более	25	25	15
Рабочий диапазон давления, МПа	от 0,8 до 2,5	от 0,4 до 1,6	от 0,4 до 1,6
Рабочий диапазон температуры, °С	от +10 до +40	от +40 до +120	от +10 до +45
Массовая доля воды, %, не более	0,5		
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05		
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900		
Содержание свободного газа	отсутствует		
Режим работы СИКНС	непрерывный		
Напряжение питания сети, В	400 ⁺⁴⁰ ₋₄₀ / 230 ⁺²³ ₋₂₃		
Частота питающей сети, Гц	(50±0,5)		
Средний срок службы, лет, не менее	10		
Средняя наработка на отказ, час	20 000		

4.2 При проведении поверки средств измерений, входящих в состав СИКНС, соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на поверку СИ.

5 Подготовка к поверке

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

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

6 Проведение поверки

6.1. Внешний осмотр.

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКНС следующим требованиям:

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

6.2 Подтверждение соответствия ПО.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПК «Сторос».

На главной странице мнемосхемы технологических процессов СИКНС АРМ оператора выбрать меню «Настройка/Настройка системы», в правом нижнем углу которого расположена кнопка «Проверить CRC32» и отображены идентификационные данные ПО, которые заносят в протокол по форме приложения 1:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии ПО.

Для определения цифрового идентификатора ПО 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 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), страница P217.1);
- CONFIG VERSION (номер версии ПО, страница P217.3);
- FILE CSUM (цифровой идентификатор ПО, параметр CONFIG STRUCTURE, страница P217.6).

Занести информацию из этих страниц в соответствующие разделы протокола.

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

6.4 Определение МХ.

6.4.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКНС, 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

Наименование СИ	НД
	массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»
Плотномер жидкости промышленный 7835 с вычислителями 7945/7946 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»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки»
Преобразователи измерительные iTemp TMT82	50138-12 «Преобразователи измерительные серии iTEMP моделей TMT80, TMT82, TMT111. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 19.09.2011
Термопреобразователи сопротивления платиновые TR 10	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	МП 41560-09 «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.
Контроллер измерительный 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.
Манометры	МИ 2124 – 90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, напорометры, тягометры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 №2	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Прибор УОСГ-100СКП	Раздел 10 руководства по эксплуатации 002.00.00.000.РЭ

6.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, мазута и некондиционных нефтепродуктов.

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, мазута и

некондиционных нефтепродуктов равна пределу допускаемой погрешности счетчиков-расходомеров массовых.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, мазута и некондиционных нефтепродуктов определяют в соответствии с МИ 3151-2008 либо МИ 3272-2010.

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

6.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, мазута и некондиционных нефтепродуктов.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти, мазута и некондиционных нефтепродуктов вычисляют по формуле

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

где δM_n - относительная погрешность измерений массы нефти, мазута и некондиционных нефтепродуктов нефти, %;

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

ΔW_b - абсолютная погрешность определений массовой доли воды, %;

ΔW_n - абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, мазута и некондиционных нефтепродуктов, %;

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/дм^3 , переводят в % массы по формуле

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

где r_{xc} - сходимость метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм^3 .

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

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 СИКНС 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, мазута и некондиционных нефтепродуктов и массы нетто нефти, мазута и некондиционных нефтепродуктов и соответствующий им диапазон расходов (по свидетельствам о поверке на преобразователи расхода);
- идентификационные признаки программного обеспечения СИКНС.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

7.3 При отрицательных результатах поверки СИКНС 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.

7.4 СИКНС допускает замену в межповерочный период вышедших из строя средств измерений аналогичными, прошедшими поверку в установленном настоящей методикой порядке и признанными пригодными для эксплуатации. Проведение внеочередной поверки СИКНС в этом случае не требуется.

Приложение А
(рекомендуемое)
Форма протокола подтверждения соответствия ПО СИКНС

Протокол № _____
Подтверждения соответствия ПО СИКНС

Место проведения поверки: _____

Наименование СИ: _____

Заводской номер: № _____

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

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

Должность лица проводившего поверку: _____

(подпись)

(инициалы, фамилия)

Дата « ____ » _____ 20__ г.

поверки: