

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ГЦИ СИ ОП ГНМЦ
ОАО «Нефтеавтоматика»

в г. Казань

Немиров М.С.



2015 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества
нефтепродуктов №740/2 на выходе НБ №2 ООО «Транснефть -
Порт Приморск»**

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0067-15 МП

н.р. 60931-15

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.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 740/2 на выходе НБ №2 ООО «Транснефть - Порт Приморск» (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 нефтепродуктов (п.п. 6.4.2);

2 Средства поверки

- 2.1 Установка поверочная на базе эталонных мерников 1-го разряда по ГОСТ 8.400-80;
- 2.2 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08);
- 2.3 Рабочий эталон плотности 1-го разряда по ГОСТ 8.024-2002;
- 2.4 Калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
- 2.5 Калибратор давления модульный МС2-R (Госреестр № 28899-05).
- 2.6 Другие эталонные и вспомогательные СИ – в соответствии с нормативными документами (НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКН.
- 2.7 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:

- в области охраны труда и промышленной безопасности: Трудовой Кодекс РФ, «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013г. № 101;
- в области пожарной безопасности: «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 №390;
- в области соблюдения безопасной эксплуатации электроустановок: «Правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок», утверждены приказом Минтруда от 24.07.2013 г. № 328н, «Правила устройства электроустановок», «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей»;
- в области охраны окружающей среды: Федеральным законом «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ.

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 «Cgropos».

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, которые заносят в протокол по форме приложения А:

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

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+.

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для четырех контроллеров (два рабочих и два резервных).

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

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
Установка трубопоршневая «SYNCROTRAK»	МИ 1972-95 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников»
Счетчик ультразвуковой ALTOSONIC VM	МИ 3265-2010 «ГСИ. Ультразвуковые преобразователи расхода. Методика поверки на месте эксплуатации»
Преобразователь расхода жидкости турбинный геликоидный серии НТМ	МИ 1974-2004 «ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки», МИ 3380-2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой»
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 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»
Датчик температуры 644	«Инструкция. Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки», Согласованная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», август 2008 г.
Преобразователь измерительный 644	«Инструкция. ГСИ. Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки», разработана и утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», август 2004 г.
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователь давления измерительный 3051 Преобразователь давления измерительный 2088	МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Контроллер измерительный FloBoss S600+	«Инструкция. ГСИ. Контролеры измерительные FloBoss S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd», Великобритания. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 25 марта 2011 г.

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

6.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов.

Согласно ГОСТ Р 8.595-2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений" пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефтепродуктов, δM , %, вычисляют по формуле

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

где δV - пределы относительной погрешности измерений объема нефтепродукта, %. За δV принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений преобразователя расхода;

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

$\Delta T_\rho, \Delta T_v$ - пределы допускаемых абсолютных погрешностей измерений температуры нефтепродукта при измерениях его плотности и объема соответственно, $^{\circ}\text{C}$;

β' - коэффициент объемного расширения нефтепродукта, $1/^{\circ}\text{C}$, значения которого приведены в таблице 1 настоящей методики;

δN - пределы допускаемой относительной погрешности СОИ, %;

G - коэффициент, вычисляемый по формуле

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

где T_v, T_ρ - температуры нефтепродукта при измерениях ее объема и плотности соответственно, $^{\circ}\text{C}$.

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

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

где $\Delta \rho$ - пределы основной допускаемой погрешности измерений плотности нефтепродукта, kg/m^3 ;

ρ_{min} - минимальное значение плотности нефтепродукта, kg/m^3 .

Т а б л и ц а 1 - Коэффициенты объемного расширения нефтепродукта в зависимости от его плотности

$\rho, \text{kg/m}^3$	$\beta, 1/^{\circ}\text{C}$	$\rho, \text{kg/m}^3$	$\beta, 1/^{\circ}\text{C}$
810,0-819,9	0,00092	840,0-849,9	0,00084
820,0-829,9	0,00089	850,0-859,9	0,00081
830,0-839,9	0,00086	860,0-869,9	0,00079

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

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 правил по метрологии ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений». На обратной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы

нефтепродуктов и соответствующий им диапазон расходов (по свидетельствам о поверке на преобразователи расхода);

- идентификационные признаки ПО СИКН.

7.3 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 А
(рекомендуемое)
Форма протокола подтверждения соответствия ПО СИКН

Протокол №
Подтверждения соответствия ПО СИКН

Место проведения поверки: _____
Наименование СИ: _____
Заводской номер СИ: № _____

Идентификационные данные ПО

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

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

Дата поверки: « ____ » 20 ____ г.
(подпись) _____ (инициалы, фамилия) _____