

РАЗРАБОТАНА

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

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Крайнов М.В.,
Гордеев Е.Ю.,
Стеряков О.В.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений массы нефтепродуктов по резервной схеме учета на ГПС «Нижекамск-2» (далее – РСУ) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками РСУ: 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) РСУ (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 РСУ (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 трубопоршневая двунаправленная OGSB с диапазоном расходов от 32,0 до 550,0 м³/ч (регистрационный № 62207-15).

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

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 г. № 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 РСУ.

Т а б л и ц а 1 – Характеристики измеряемой среды

Измеряемая среда	топливо дизельное
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 90 до 870
Температура измеряемой среды, °С	от - 5 до + 40
Давление измеряемой среды в СИКН, МПа	от 0,3 до 2,5
Вязкость кинематическая измеряемой среды при 40 °С, мм ² /с	от 2,0 до 4,5
Плотность измеряемой среды при 15 °С, кг/м ³	от 820 до 845

5 Подготовка к поверке

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

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

6 Проведение поверки

6.1. Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

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

6.2 Подтверждение соответствия ПО.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО измерительно-вычислительного комплекса (ИВК).

6.2.1.1 Чтобы определить идентификационные данные необходимо на экранной форме «Основное окно» нажать кнопку «Сведения о ПО». В появившейся экранной форме в виде таблицы отображаются идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК. Метрологически значимая часть ПО представлена набором программных модулей. Идентификация каждого модуля производится по его наименованию и контрольной сумме. Эти данные указаны в полях «Идентификационное наименование» и «Цифровой идентификатор» таблицы.

6.2.1.2 Если идентификационные данные, указанные в описании типа РСУ и полученные в ходе выполнения п. 6.2.1.1 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО РСУ 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 РСУ.

6.4 Определение МХ

6.4.1 Определение МХ СИ, входящих в состав РСУ, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Счётчики ультразвуковые ALTOSONIC V (мод. ALTOSONIC VM)	МИ 3265-2010 «ГСИ. Ультразвуковые преобразователи расхода. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3287-2010 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки» МИ 3312-2011 «Рекомендация. ГСИ. Ультразвуковые преобразователи расхода. Методика поверки комплектом трубопоршневой установки, поточного преобразователя плотности и счетчиков-расходомеров массовых» Счётчики ультразвуковые «ALTOSONIC V» и «ALTOSONIC VM». Методика поверки», утв. ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2006 г.
Датчики температуры Rosemount 644	МП 4211-024-2015 «Датчики температуры Rosemount 644, 3144P. Методика поверки», утв. ФГУП «ВНИИМС» 30.12.2015
Преобразователи давления измерительные 3051	МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утв. ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» 02.02.2015
Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01	МП 0509-14-2016 «Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01. Методика поверки», утв. ФГУП «ВНИИР» 29.11.2016 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные	ГОСТ 8.279-78 «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	«Манометры, вакууметры и мановакууметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки» 5Ш0.283.421 МП, утв. ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.

П р и м е ч а н и е: допускается определение МХ СИ с применением других действующих методик поверки.

Поверка средств измерений блока измерений показателей качества нефти и трубопоршневой поверочной установки СИКН № 1242 основной схемы учета нефти проводится в соответствии с методикой поверки СИКН № 1242.

6.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов системы, δM , %, вычисляют по формуле

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

где δV - пределы относительной погрешности измерений объема нефтепродуктов, %. За δV принимают предел допускаемой

- $\delta\rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефтепродуктов, %;
- $\Delta T_\rho, \Delta T_v$ - пределы допускаемых абсолютных погрешностей измерений температуры нефтепродуктов при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С;
- β' - коэффициент объемного расширения нефтепродуктов, 1/°С, значения которого приведены в таблице 3 настоящей методики;
- δN - предел допускаемой относительной погрешности вычислителя расхода, %;
- 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 нефтепродуктов при измерениях её 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 нефтепродуктов, кг/м³;

ρ_{\min} - минимальное значение плотности нефтепродуктов, кг/м³.

Т а б л и ц а 3 - Коэффициенты объемного расширения нефтепродуктов в зависимости от её плотности

ρ , кг/м ³	β , 1/°С
820,0-829,9	0,00089
830,0-839,9	0,00086
840,0-849,9	0,00084

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов не должны превышать $\pm 0,25$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы 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 нефтепродуктов и соответствующий им диапазон расходов (по свидетельствам о поверке на преобразователи расхода);
- идентификационные признаки программного обеспечения системы.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

7.2 При отрицательных результатах поверки системы 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.

Приложение А
(рекомендуемое)

Форма протокола подтверждения соответствия ПО системы

Место проведения поверки: _____

Наименование СИ: _____

Заводской номер СИ: № _____

Идентификационные данные ПО _____:

(наименование ПО)

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

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

Должность лица проводившего поверку: _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

Дата поверки: « _____ » _____ 20__ г.