

1

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию ФГУП «ВНИИР»


А.С. Тайбинский

«12» августа 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА

НЕФТЕПРОДУКТА № 1219 НА ППС «ВТОРОВО»

Методика поверки

МП 0472-14-2016

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»


Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань
2016

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛЬ

Загидуллин Р.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефтепродукта № 1219 на ППС «Второво» (далее – система) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодических поверок при эксплуатации.

Интервал между поверками системы – 12 месяцев.

Интервал между поверками средств измерений (СИ) из состава системы:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF 400 с преобразователями серии 2700, преобразователи давления измерительные dTRANS p20, термопреобразователи сопротивления платиновые серии 90 (модели 2820), преобразователи измерительные серии dTRANS модификации T01, преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, преобразователи давления AUTROL мод. APT3100, термопреобразователи универсальные ТПУ 0304, расходомер ультразвуковой UFM 3030, контроллеры измерительные FloBoss модели S600+, манометры показывающие для точных измерений МПТИ, контроллеры программируемые SIMATIC S7-400, преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии μ Z600, преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-Е2Н – 12 месяцев;

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 – 36 месяцев.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.2	Да	Да
Внешний осмотр	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.5	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Установка поверочная СР, применяемая в качестве рабочего эталона 1 разряда в соответствии с ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости» с диапазоном расхода измеряемой среды от 1,589 до 1589 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %;

2.2 При проведении поверки (калибровки) СИ в составе системы применяют средства поверки (калибровки), указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки (калибровки) СИ, входящих в состав системы и приведенных в таблицах 3 и 4 настоящей инструкции.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки (калибровки), обеспечивающих определение метрологических характеристик, поверяемых СИ с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

– «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101), «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 г. № 784), а также другие действующие отраслевые НД;

– правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;

– правилами технической эксплуатации электроустановок;

– правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на методики поверки средств измерений, входящих в состав системы.

Характеристики нефтепродукта при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик нефтепродукта значением в таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефтепродукта.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтепродукта, т/ч	от 95 до 1330
Температура нефтепродукта, °С	от -15 до +40
Давление нефтепродукта в системе, МПа	
- максимальное	6,3
- рабочее	5,8
- минимальное	0,42
Плотность нефтепродукта при температуре измеряемой среды 15 °С, кг/м ³	от 820 до 845
Вязкость кинематическая при температуре измеряемой среды 40 °С, мм ² /с (сСт)	от 2,00 до 4,50
Массовая доля воды, %, не более	0,02
Содержание свободного газа, %	не допускается

5 Подготовка к поверке

Подготовку средств поверки и системы осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации.

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, приведенные в таблице 3 настоящей инструкции, действующих сертификатов о калибровке и (или) оттисков калибровочных клейм на СИ, приведенные в таблице 4 настоящей инструкции, а так же эксплуатационно-технической документации на систему и СИ, входящие в ее состав.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)

6.2.1 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО СИКН сведениям, приведенным в описании типа на систему.

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);
- **APPLICATION SW**;
- **FILE CSUM** (цифровой идентификатор ПО, параметр **SW**).

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора «CROPOS» проводят в соответствии с руководством пользователя в следующей последовательности:

а) в верхней центральной части экрана монитора АРМ оператора СИКН, нажать на вкладку «Настройка»;

б) на экране в выпадающем меню выбрать «Настройка системы»;

в) в появившемся диалоговом окне для отображения информацией о ПО, используя мышью-манипулятор, нажать на клавишу «Проверить CRC 32».

Полученные результаты идентификации ПО СИКН должны соответствовать данным указанным в описании типа на СИКН.

В случае, если идентификационные данные ПО СИКН не соответствуют данным, указанным в описании типа на СИКН, поверку прекращают. Выясняют и устраняют причины, вызвавшие не соответствие. После чего повторно проверяют идентификацию данные ПО СИКН.

6.3 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 соответствовать технической документации.

6.4 Опробование

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав системы.

6.4.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, возможность получения отчета.

6.4.3 Проверяют герметичность системы.

На элементах и компонентах системы не должно быть следов протечек нефтепродукта.

6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 3.

Таблица 3

Наименование СИ	НД
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF 400 с преобразователями серии 2700 (далее – СРМ)	МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности».
Преобразователи давления измерительные dTRANS p20	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 90 (модели 2820)	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователи измерительные серии dTRANS модификации T01	МП 2411-0087-2013 «Преобразователи измерительные серии dTrans модификации T01, T02, T03, T04, T05. Методика поверки» утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» в мае 2013 г.
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2816 - 2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304	НГКЖ.411.61101.МП «Инструкция. Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304. Методика поверки»
Контроллеры измерительные FloBoss модели S600+	«Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd». Методика поверки»
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-400	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки»
Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии μ Z600	Документ «Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии μ Z600. Методика поверки», разработанный и утвержденный ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС 15.04.2011 г.
Преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-Е2Н	Рекомендация «Преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-Е2Н. Методика поверки», согласованная с ГЦИ СИ ФГУ «ЦСМ Республики Башкортостан» в октябре 2009 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279 - 78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки».
Манометры показывающие 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.

СИ, не участвующие в определении массы нефтепродукта или результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефтепродукта, подлежат калибровке в соответствии с действующими НД, приведенными в таблице 4.

Таблица 4

Наименование СИ	НД
Преобразователи давления AUTROL мод. АРТ3100	МИ 1997 - 89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	МП 48218-11 «ГСИ. Расходомеры ультразвуковые UFM 3030, UFM 3030-300, UFM 500-030, UFM 500-300. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2011 г.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефтепродукта системой.

При прямом методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы нефтепродукта системы принимают равной относительной погрешности измерений массы нефтепродукта СРМ. Относительная погрешность измерений массы нефтепродукта не должна превышать $\pm 0,25\%$.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 (далее – Порядок проведения поверки СИ).

На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают диапазон измерений расхода и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815.