

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

«3» сентября 2018 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА
НЕФТЕПРОДУКТОВ ПСП «ЛПДС «ЮРГАМЫШ» № 925

Методика поверки

МП 0840-14-2018

Начальник отдела НИО-14


Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

Казань
2018

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛЬ

Ягудин И.Р.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефтепродуктов ПСП «ЛПДС «Юргамыш» № 925 (далее – система), предназначенную для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефтепродуктов, поступающих по магистральным трубопроводам, и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

Поверку системы проводят на месте эксплуатации.

Поверку системы проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или меньшем диапазоне в соответствии с заявлением владельца системы.

Если очередной срок поверки средств измерений из состава системы наступает до очередного срока поверки системы, поверяется только это средство измерений, при этом поверку системы не проводят.

Интервал между поверками системы – 12 месяцев.

Интервал между поверками средств измерений (СИ) из состава системы, за исключением термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 12 месяцев.

Интервал между поверками термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 36 месяцев.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) системы	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 Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда, обеспечивающий определение метрологических характеристик СИ массы и массового расхода для каждого измерительного канала расхода системы в требуемых диапазонах расхода.

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

2.3 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки СИ утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной методике поверки.

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 нормативные документы;

- 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 документов на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

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

Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи нефтепродуктов.

Т а б л и ц а 2 – Характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефтепродукты по ГОСТ Р 52368-2005 «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия», ГОСТ 32511-2013 «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия»
Диапазон измерений расхода через СИКН, т/ч	От 40 до 477
Диапазон кинематической вязкости при 40 °С, сСт (мм ² /с)	От 2 до 4,5
Диапазон плотности при 15 °С, кг/м ³	От 820 до 845
Диапазон температуры, °С	От -5 до 40
Содержание серы, мг/кг, не более	10,0
Содержание воды, мг/кг, не более	200,0
Диапазон давления, МПа	От 0,3 до 4,0
Диапазон рабочего давления, МПа	От 0,5 до 2,5
Режим работы	Непрерывный
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, %	±0,25

5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы и документами на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав системы.

6.2 Подтверждение соответствия ПО системы

6.2.1 Должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО измерительно-вычислительного комплекса ИМЦ-07 (далее – ИВК) проводят в соответствии с его руководством пользователя в следующей последовательности:

- а) включить питание ИВК, если питание было выключено;

б) после включения питания и появления на дисплее ИВК окна программы войти в «контекстное меню» (3 вертикальных точки в правом верхнем углу экрана), затем выбрать пункт «О программе». На экране появится окно со сведениями о ПО ИВК, контрольная сумма.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора «ГКС расход НТ» версия 2.0 проводят в следующей последовательности:

Для просмотра контрольной суммы ПО АРМ оператора необходимо нажать левой кнопкой мыши на эмблеме организации в правом верхнем углу экрана «рабочего стола». На экране откроется панель, содержащая информацию об имени файла и его контрольной сумме.

Полученные идентификационные данные сравнивают с данными, указанными в описании типа на систему.

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

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 документами на поверку СИ, входящих в состав системы.

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

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 документами, приведенными в таблице 3 или другими действующими документами, утвержденными в установленном порядке.

Т а б л и ц а 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Документы
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модификации CMF 400 с измерительным преобразователем 2700 (далее – СРМ)	МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности». МИ 3189-2009 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики – расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management». Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки и поточного преобразователя плотности».

Окончание таблицы 3

Наименование СИ	Документы
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 3240-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки».
Преобразователь измерительный Rosemount 644 или Rosemount 3144P, с термопреобразователем сопротивления Rosemount 0065 или с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65	При поверке отдельно друг от друга: 12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки». ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины меди и никеля. Методика поверки». При поверке в комплекте: МИ 2672-2005 Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-R исполнения «В» фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания.
Преобразователь давления измерительный 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки». МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки».
Датчик давления Метран-150	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки».
ИВК	МИ 3395-2013 «Рекомендация. ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-07». Методика поверки».
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №1 и № 2	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки».
Манометры МТИф, МТИ, МПТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки». 5ШО.283.421МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки».

Расходомер ультразвуковой UFM 3030K в блоке измерений показателей качества нефтепродуктов и датчики разности давления, предназначенные для измерений разности давления на фильтрах, подлежат калибровке или добровольной поверке.

6.5.2 Определение относительной погрешности при измерениях массы нефтепродуктов.

Относительную погрешность системы при измерениях массы нефтепродуктов при прямом методе динамических измерений принимают равной относительной погрешности при измерениях массы нефтепродуктов с помощью СРМ согласно ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

Относительная погрешность при измерениях массы нефтепродуктов не должна превышать: $\pm 0,25$ % (по рабочему и контрольно-резервному СРМ, применяемому в качестве резервного) и $\pm 0,20$ % (по контрольно-резервному СРМ, применяемому в качестве контрольного).

Все операции, связанные с подготовкой и проведением поверки, выполняют в соответствии с документами на методики поверки, приведенными в таблице 3.

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 лицевой стороне свидетельства о поверке системы указывают фразу «в соответствии с описанием типа» если значения минимального и максимального расхода не в диапазоне измерений указанного в описании типа системы, то указывают полученные значения минимального и максимального расхода.

За значение минимального расхода системы принимают минимальное значение расхода того СРМ, у которого значение расхода среди всех рабочих СРМ наименьшее (согласно свидетельствам об их поверке). В случае, если значения минимального расхода СРМ меньше значения минимального расхода указанного в описании типа системы за минимальное значение расхода системы принимают минимальное значение расхода, указанное в описании типа системы.

За значение максимального расхода системы принимают сумму максимальных значений расхода СРМ, установленных на рабочих измерительных линиях системы (согласно свидетельствам об их поверке). В случае, если сумма максимальных значений максимального расхода СРМ больше значения максимального расхода указанного в описании типа системы за максимальное значение расхода системы принимают максимальное значение расхода, указанное в описании типа системы.

На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают 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 Порядка проведения поверки СИ.