

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

«29» августа 2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА
НЕФТЕПРОДУКТОВ № 1252
УЗЕЛ РЕЗЕРВНОЙ СХЕМЫ УЧЕТА

Методика поверки

МП 1122-14-2020

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

 Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

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

«29» августа 2019 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА
НЕФТЕПРОДУКТОВ № 1252
УЗЕЛ РЕЗЕРВНОЙ СХЕМЫ УЧЕТА

Методика поверки

МП 1122-14-2020

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

_____ Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

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

«29» августа 2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА
НЕФТЕПРОДУКТОВ № 1252
УЗЕЛ РЕЗЕРВНОЙ СХЕМЫ УЧЕТА

Методика поверки

МП 1122-14-2020

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

 Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Шабалин А.С.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1252 узел резервной схемы (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодических поверок при эксплуатации.

Если очередной срок поверки средств (СИ) из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения внеочередной поверки СИ, то поверяется только это СИ, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН	6.2	Да	Да
Опробование	6.3	Да	Да
Определение (контроль) метрологических характеристик	6.4	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Установка поверочная трубопоршневая (далее – ТПУ) или рабочий эталон 1-го или 2-го разряда (далее – эталон) в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,1$ %.

2.2 Средства измерений

2.2.1 Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF HC3 (далее – СРМ) с преобразователями модели 2700 со средним квадратическим отклонением результатов измерений при определении коэффициента преобразования $\pm 0,05$ %.

2.2.2 Поточный преобразователь плотности (ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м³.

2.2.3 Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01, входящий в состав СИКН, (далее – ИВК) с пределами допускаемой относительной погрешности при преобразовании сигналов от первичных преобразователей и вычислении коэффициентов преобразования преобразователей расхода при определении метрологических характеристик $\pm 0,025$ %.

2.2.4 Датчик температуры (термопреобразователи класса А в комплекте с измерительными преобразователями) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С (допускается использование датчиков температуры, входящих в состав эталона или ТПУ).

2.2.5 Датчики давления с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ % (допускается использование датчиков температуры, входящих в состав эталона или ТПУ).

2.2.6 Манометры показывающие МП с классом точности 0,6.

2.2.7 Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С.

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

3 Требования безопасности

3.1 При проведении поверки СИКН соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми документами;

- в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1, 2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок - Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;

- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

3.2 В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности по Своду правил СП 12.13130.2009 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» помещение блока измерений показателей качества нефтепродуктов (далее – БИК), площадка блока измерительных линий (БИЛ) и площадка ТПУ относится к категории А, операторная относится к категории Д, а по классу взрывоопасных зон: по Правилам устройства электроустановок и ГОСТ 30852.9-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон» БИК, БИЛ, ТПУ – В-1а/класс 2, УПК ТПУ – В-1г/класс 2.

3.3 Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правилам противопожарного режима в Российской Федерации.

3.4 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.0-2002 «Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 0. Общие требования».

3.5 Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

3.6 В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания СИКН разрабатываются инструкция по эксплуатации СИКН, инструкции по видам работ.

3.7 Наибольшее давление измеряемой среды при выполнении измерений не должно превышать значения, указанного в эксплуатационной документации на оборудование и применяемые СИ. Использование элементов монтажа или шлангов, не прошедших гидравлические испытания, запрещается.

4 Условия поверки

4.1 Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2. Соответствие параметров измеряемой среды значениям в таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефтепродуктов.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 110 до 1300
Количество измерительных линий, шт.	1
Избыточное давление, МПа: - рабочее - минимально допустимое - максимально допустимое	от 0,3 до 1,0 0,2 1,6
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры измеряемой среды: - измеряемая среда - температура (для топлива дизельного), °С - температура (для бензина неэтилированного), °С - плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ - вязкость кинематическая при 40°С, мм ² /с - содержание свободного газа	топливо дизельное по ГОСТ Р 52368 (ЕН 590:2009)*, бензин неэтилированный по ГОСТ Р 51866 (ЕН 228-2004)** от -5 до +40 от -5 до +30 от 720,0 до 860,0 от 0,2 до 4,5 не допускается
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38, трехфазное, 220±22, однофазное 50±1
Условия эксплуатации: - температура наружного воздуха, °С - температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование, °С - относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование, % - атмосферное давление, кПа	от -41 до +38 от +10 до +25 от 30 до 80 от 84 до 106
Срок службы, лет, не менее	10
Примечания: *ГОСТ Р 52368-2005 (ЕН 590:2009) «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия». **ГОСТ Р 51866-2002 (ЕН 228-2004) «Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия».	

4.2 Определение относительной погрешности измерений массы измеряемой среды проводят при следующих условиях:

- работы проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительных линий.

- допускаемое отклонение объемного (массового) расхода рабочей жидкости от установленного значения в процессе поверки не должно превышать 2,5 %;

- допускаемое изменение абсолютного значения температуры измеряемой среды за время одного измерения 0,2°C;

- регулирование расхода проводят при помощи регуляторов расхода, расположенных на выходе измерительной линии. Допускается вместо регуляторов расхода использовать запорную арматуру.

4.3 Для обеспечения бескавитационной работы избыточное давление в трубопроводе после СРМ или расходомера-счетчика ультразвукового OPTISONIC 3400 (далее – УПР) P_{\min} , МПа, должно быть не менее вычисленного по формуле

$$P_{\min} = 2,06 \cdot P_{\text{НП}} + 2 \cdot \Delta P, \quad (1)$$

где $P_{\text{НП}}$ – давление насыщенных паров, определенное в соответствии с ГОСТ 1756 при максимально возможной температуре рабочей жидкости, МПа;

ΔP – перепад давления на СРМ или УПР, указанный в технической документации, МПа.

4.4 При соблюдении условий 4.1, 4.2, 4.3 факторы, влияющие на результаты поверки, отсутствуют.

5 Подготовка к поверке

5.1 Подготовка средств поверки и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке или знаков поверки на все средства поверки.

Проверяют правильность монтажа средств поверки и поверяемого УПР.

Вводят в память ИВК или проверяют введенные ранее данные, необходимые для обработки результатов поверки.

5.2 Проверяют отсутствие свободного газа в измерительной линии и ТПУ, а также в верхних точках трубопроводов. Для этого устанавливают расход рабочей жидкости в пределах рабочего диапазона измерений и открывают краны, расположенные в высших точках измерительной линии и ТПУ. Проводят 1-3 раза запуск поршня, удаляя после каждого запуска газ. Считают, что газ (воздух) отсутствует полностью, если из кранов вытекает струя рабочей жидкости без газовых пузырьков.

5.3 При рабочем давлении проверяют герметичность системы, состоящей из поверяемого УПР, ТПУ, ПП и СРМ. При этом не допускается появление капель или утечек рабочей жидкости через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения при наблюдении в течение 5 мин.

5.4 Проверяют герметичность задвижек, через которые возможны утечки рабочей жидкости, влияющие на результаты измерений при поверке.

5.5 Проверяют герметичность устройства пуска и приема поршня ТПУ в соответствии с технической документацией.

5.6 Проводят установку нуля поверяемого УПР согласно технической документации.

5.7 Проверяют стабильность температуры рабочей жидкости. Температуру рабочей жидкости считают стабильной, если ее изменение в ТПУ, ПП, в СРМ и поверяемом УПР не превышает 0,2 °С за время измерения.

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре устанавливают соответствие УПР следующим требованиям:

- комплектность соответствует указанной в технической документации;
- отсутствуют механические повреждения и дефекты, препятствующие применению;
- надписи и обозначения на УПР четкие и соответствуют требованиям технической

документации.

Результаты проверки считают положительными, если выполняются вышеперечисленные требования. При выявлении несоответствий и их оперативном устранении владельцем СИКН, поверку продолжают.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)

6.2.1 При проверке идентификационных данных программного обеспечения (ПО) должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа системы.

6.2.2 Для подтверждения соответствия ПО комплексов измерительно-вычислительных ТН-01 (далее – ИВК) заявленным идентификационным данным необходимо на экранной форме «Основное окно» вызвать экранную форму «Сведения о ПО» с помощью одноименной кнопки.

6.2.3 На экранной форме «Сведения о ПО», в виде таблицы, отображаются идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК. Метрологически значимая часть ПО представлена набором программных модулей, выполняющих определенные вычислительные операции.

6.2.4 Идентификация каждого модуля проводится по его наименованию, номеру версии и контрольной сумме. Эти данные указываются в полях «Идентификационное наименование», «Версия» и «Цифровой идентификатор» таблицы.

6.2.5 При загрузке ПО ИВК автоматически проверяет целостность программных модулей метрологически значимой части ПО и при установлении соответствия загружает их в память. Факт успешной загрузки модуля отражается текстом «Модуль загружен» в поле «Состояние» таблицы.

6.2.6 Результат подтверждения соответствия программного обеспечения считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО (идентификационное наименование, номер версии и цифровой идентификатор) соответствуют идентификационным данным, указанным в разделе «Программное обеспечение» описания типа системы ИВК.

6.2.7 Для просмотра идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора необходимо вызвать экранную форму «Контроль целостности ПО». Идентификационные данные должны соответствовать данным указанным в описании типа системы.

Результаты проверки идентификационных данных ПО СИКН считают положительными, если полученные идентификационные данные ПО СИКН соответствуют данным, указанным в описании типа на СИКН.

6.3 Опробование

6.3.1 При опробовании СИКН проверяют действие и взаимодействие компонентов в

соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность получения отчетов следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на компонентах СИКН и средствах поверки;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК, ИВК и АРМ оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора;
- используя принтер компьютера АРМ оператора СИКН, распечатывают пробные протоколы поверки, формируемые АРМ оператора.

6.3.2 Опробование поверяемого УПР проводят совместно со средствами поверки.

6.3.3 Устанавливают объемный расход рабочей жидкости в пределах рабочего диапазона измерений расхода поверяемого УПР.

6.3.4 Наблюдают на дисплее ИВК значения следующих параметров:

- объемного расхода рабочей жидкости в УПР;
- частоты выходного сигнала УПР;
- температуры и давления рабочей жидкости в УПР;
- температуры и давления рабочей жидкости на входе и выходе ПУ;
- плотности, температуры и давления рабочей жидкости в ПП;
- массового расхода рабочей жидкости в СРМ;
- частоты выходного сигнала СРМ.

6.3.5 Запускают поршень ТПУ. При прохождении поршня через первый детектор наблюдают за началом отсчета импульсов выходного сигнала СРМ, при прохождении поршня через второй детектор - за окончанием отсчета импульсов. Для двунаправленных ТПУ проводят те же операции при движении поршня в обратном направлении.

Примечание – Опробование согласно 6.3.2 выполняют только при комплектной поверке согласно 6.4.3.

6.3.6 Результаты проверки считают положительными, если:

- компоненты СИКН и средства поверки обеспечены электропитанием;
- на дисплее компьютера АРМ оператора наблюдается изменение текущих значений измеряемых величин;
- формируются и распечатываются протоколы поверки;
- на дисплее ИВК наблюдается изменение количества импульсов от УПР при движении поршня ТПУ (*проверяют только при проведении опробования согласно 6.3.2*).

6.4 Определение метрологических характеристик

При поверке СИКН определение метрологических характеристик (МХ) осуществляется поэлементным способом, либо комплектным способом путем определения МХ измерительных каналов (ИК) в целом.

6.4.1 При поэлементном способе проводят проверку наличия действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке, и (или) записей в паспорте (формуляре) СИ, заверенных подписью поверителя и знаком поверки, поверка которых проводится в соответствии с методиками поверки и с периодичностью, установленной при утверждении типа данных СИ.

В состав СИКН, входят СИ (измерительные компоненты), приведенные в таблице 3.

Таблица 3

Наименование СИ	Регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	Способ определения МХ СИ
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 (далее – УПР)	57762-14	комплектный по 6.4.2 или поэлементный
Датчики температуры ТМТ142R	63821-16	поэлементный
Преобразователи измерительные 644	14683-04	поэлементный
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	22257-01	поэлементный
Датчики температуры 644	39539-08	поэлементный
Датчики давления Метран-150	32854-13	поэлементный
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	63044-16	поэлементный
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01	67527-17	поэлементный
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB	62207-15	поэлементный

В состав СИКН входят показывающие СИ (манометры показывающие МП, регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 59554-14; термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 303-91), поверка которых проводится в соответствии с методикой поверки и с периодичностью, установленными при утверждении типа данных СИ.

Результаты считают положительными если СИ, определение МХ которых проводится поэлементным способом, имеют действующие знаки поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ.

6.4.2 Определение относительной погрешности массы нефтепродуктов комплектным способом

Определение относительной погрешности массы нефтепродуктов проводят в соответствии с п. 9.3 МИ 3312-2011 «Рекомендация. ГСИ. Ультразвуковые преобразователи расхода. Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки, поточного преобразователя плотности и счетчиков-расходомеров массовых».

Результаты считаются положительными при условии выполнения требований п. 7.2.

6.4.3 Относительную погрешность измерений массы нефтепродукта δM_B , %, при косвенном методе динамических измерений вычисляют по формуле:

$$\delta_{M_B} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \cdot (\delta_\rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_V^2 + \delta_N^2}, \quad (2)$$

где δ_V – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефтепродукта с применением УПР, %;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_\rho}, \quad (3)$$

где β – коэффициент объемного расширения нефтепродукта, $1/^\circ\text{C}$ (приложение А ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений»);

t_ρ, t_V – температура нефтепродукта при измерениях плотности и объема соответственно, $^\circ\text{C}$;

δ_ρ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефтепродукта с применением ПП, %, определяют по формуле:

$$\delta_\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho_{\min}} \cdot 100 \quad (4)$$

где $\Delta\rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП, $\text{кг}/\text{м}^3$;

ρ_{\min} – нижний предел рабочего диапазона плотности нефтепродукта, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\Delta t_\rho, \Delta t_V$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности СИ температуры нефтепродукта при измерениях плотности и объема нефтепродукта соответственно, $^\circ\text{C}$;

δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК, %.

6.4.4 Значения относительных и абсолютных погрешностей составляющих формулы (2) подтверждают свидетельствами об утверждении типа СИ и действующими свидетельствами о поверке.

6.4.5 При получении положительных результатов поверки, полученных при выполнении операций согласно 6.4.1-6.4.2, относительная погрешность измерений массы нефтепродуктов не выходит за установленные пределы $\pm 0,4\%$.

7 Обработка результатов измерений

7.1 Обработка результатов измерений проводится при определении относительной погрешности комплектным способом в соответствии с п. 6.4.2.

При определении относительной погрешности массы нефтепродуктов в соответствии с п. 9.3 МИ 3312-2011 обработку результатов измерений проводят по п. 10 МИ 3312-2011.

7.2 Относительная погрешность измерений массы нефтепродуктов не должна превышать $\pm 0,4\%$.

8 Оформление результатов поверки

8.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

При оформлении протокола средствами вычислительной техники и вручную допускается форму протокола представлять в измененном виде.

8.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН 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).

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают:

- диапазон измерений расхода СИКН;

- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов СИКН.

Знак поверки в виде оттиска клейма поверителя наносится на свидетельство о поверке СИКН.

При получении положительного результата при проведении операций поверки согласно 6.4.2 на элементы корпуса УПР (шпильки диаметрально противоположных фланцев, крышка калибровочного механизма) устанавливают пломбы, несущие на себе оттиск клейма поверителя.

8.3 При выходе из строя или метрологическом отказе в процессе эксплуатации СИКН компонентов измерительного канала устраняют причину или этот компонент заменяют на новый и вновь проводят определение относительной погрешности измерительного канала. При положительных результатах определения относительной погрешности измерительного канала и при выполнении условий, указанных в п. 7.2, оформляют протокол поверки СИКН в части и объеме произведенной поверки по п. 8.1 и свидетельство о внеочередной поверке СИКН по п. 8.2.

8.4 При отрицательных результатах поверки СИКН оформляют извещение о непригодности в соответствии с порядком проведения поверки.

Приложение А
(рекомендуемое)

Форма протокола поверки

Стр. _ из _

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Наименование СИКН: _____

Изготовитель: _____

Заводской номер: _____

Владелец: _____

Наименование и адрес заказчика: _____

Методика поверки: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением (наименование, тип, регистрационный № эталона): _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

А.1 Внешний осмотр: _____ (соответствует/не соответствует 6.1)

А.2 Подтверждение соответствия ПО: _____ (соответствует/не соответствует 6.2)

А.3 Опробование: _____ (соответствует/не соответствует 6.3)

А.4 Определение метрологических характеристик

А.4.1 Определение относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов

А.4.1.1 Определение коэффициента преобразования СРМ с помощью ТПУ и ПП

Место проведения калибровки: _____

СРМ: Датчик: Тип _____ Зав. № _____ Линия № _____

Преобразователь: Тип _____ Зав. № _____

ПУ: Тип _____ Зав. № _____

ПП: Тип _____ Зав. № _____

ИВК: Тип _____ Зав. № _____

Рабочая жидкость _____

Таблица 1 – Исходные данные

Детекторы	V_0 , м ³	D, мм	S, мм	E, МПа	α_t , 1/°C	$\Theta_{\Sigma 0}$, %	Θ_{V_0} , %
1	2	3	4	5	6	7	8

Окончание таблицы 1

$\Delta t_{пу}$, °C	$\Delta t_{пп}$, °C	$\Delta \rho_{пп}$, кг/м ³	$\delta_{ивк}$, %
9	10	11	12

Таблица 2 – Результаты измерений и вычислений

№ точ / № изм	Q_{jk} , т/ч	Детекторы	T_{jk} , с	$t_{пуjk}$, °C	$P_{пуjk}$, МПа	$\rho_{ппjk}$, кг/м ³	$t_{ппjk}$, °C
1	2	3	4	5	6	7	8
1/1							
...
m/n _m							

Окончание таблицы 2

№ точ./ № изм.	$R_{ппjk}$, МПа	β_{jk} , 1/°C	N_{jk} , имп	$M_{пуjk}$, т	$K_{пмjk}$, имп/т
1	9	10	11	12	13
1/1					
...
m/n _m					

Таблица 3 – Результаты измерений и вычислений в точках рабочего диапазона

№ точ.	Q_{jk} , т/ч	$K_{пмjk}$, имп/т	S_{jk} , %	n_{jk}	S_{0jk} , %	$t_{0.95jk}$	ϵ_{jk} , %
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
...
m							

Окончание таблицы 3

№ точ.	Θ_{tk} , %	Θ_{pk} , %	$\Theta_{\Sigma k}$, %	δ_{jk}	δ_k
1	9	10	11	12	13
1					
...				...	
m					

А.4.1.2 Поверка УПР с помощью ПУ, ПП и СРМ

Место проведения поверки: _____

УПР: Тип _____ Зав. № _____

ПУ: Тип _____ Зав. № _____

ПП: Тип _____ Зав. № _____

СРМ 1: Датчик: Тип _____ Зав. № _____ Линия № _____

Преобразователь: Тип _____ Зав. № _____

СРМ k: Датчик: Тип _____ Зав. № _____ Линия № _____

Преобразователь: Тип _____ Зав. № _____

ИВК: Тип _____ Зав. № _____

Рабочая жидкость _____

Таблица 4 – Исходные данные

Θ_M , %	$\Delta t_{пп}$, °C	$\Delta \rho_{пп}$, кг/м ³	$\Delta t_{упр}$, °C	$\delta_{ивк}$, %
1	2	3	4	5

Таблица 5 – Результаты измерений и вычислений, СРМ

№ точ / № изм	№ СРМ	Q_{jik} , т/ч	N_{jik} , имп	$K_{пмjik}$, имп/м ³	M_{jik} , т
1	2	3	4	5	6
1/1	1				

	q				
...
m/n _m	1				

	q				

Таблица 6 – Результаты измерений и вычислений, УПР

№ точ / № изм	Q_{ji} , $м^3/ч$	T_{ji} , с	M_{ji} , т	$\rho_{ппji}$, $кг/м^3$	$t_{ппji}$, $^{\circ}C$	$P_{ппji}$, МПа	β_{ji} , $1/^{\circ}C$
1	2	3	4	5	6	7	8
1/1							
...
m/n _m							

Окончание таблицы 6

№ точ./ № изм.	$t_{упрji}$, $^{\circ}C$	$P_{упрji}$, МПа	f_{ji} , Гц	N_{ji} , имп	K_{ji} , имп/ $м^3$
1	9	10	11	12	13
1/1					
...
m/n _m					

Таблица 7 – Результаты поверки в точках рабочего диапазона

№ точ.	Q_j , $м^3/ч$	f_j , Гц	K_j , имп/ $м^3$	S_j , %	n_j	S_{0j} , %	$t_{0.95j}$	ϵ_j , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1								
...
m								

Таблица 8 – Результаты поверки в рабочем диапазоне

Q_{min} , $м^3/ч$	Q_{max} , $м^3/ч$	K , имп/ $м^3$	S_0 , %	ϵ , %	Θ_A , %	Θ_t , %	Θ_p , %	Θ_{Σ} , %	δ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Примечание – столбец 3 таблицы 5 заполняют только при определении коэффициента преобразования УПР в рабочем диапазоне измерений объемного расхода.

Относительная погрешность измерений массы измеряемой среды установленным в п. 7.2 пределам _____

(соответствует/не соответствует)