

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



А.С. Тайбинский

« 06 » мая 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ


Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 831 ПСП «Хмелевка»

Методика поверки

МП 0426-14-2016

Начальник НИО-14


Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань
2016

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Загидуллин Р.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 831 ПСП «Хмелевка» (далее – СИКН) и устанавливает объём, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок СИКН.

Интервал между поверками – 12 месяцев.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН	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 единицы объемного расхода 2 разряда в диапазоне значений от 8 до 100 м³/ч, регистрационный номер 3.6.АГУ.0006.2016.

2.2 Средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

2.3 Допускается применять средства поверки неуказанные в НД, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции, обеспечивающие определение (контроль) метрологических характеристик с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

– в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ;

– в области промышленной безопасности – Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ от 21.07.97 г., (с изменениями), «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора №101 от 12.03.2013), руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденным Приказом № 784 от 27 декабря 2012 г., а также другими действующими отраслевыми НД;

– в области пожарной безопасности – Федеральным законом «О пожарной безопасности» № 69-ФЗ от 21 декабря 1994 г., (с изменениями), постановлением правительства РФ от 25 апреля 2012 г. № 390 «Правила противопожарного режима в РФ», СНиП 21.01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» с изменением № 2 от 2002 г., НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования»; Федеральным законом № 123-ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

– в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (утверждены Приказом Минтруда России от 24.07.2013 №328н); Приказ Минэнерго РФ от 13 января 2003 г. № 6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»;

– в области охраны окружающей среды – Федеральным законом «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 29.12.2015 г.; Федеральным законом № 89-ФЗ от 24 июня 1998 года «Об отходах производства и потребления» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

Характеристики СИКН и физико-химические показатели измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие физико-химическим показателям измеряемой среды, указанным в таблице 2, проверяют по данным актов приема-сдачи нефти.

Таблица 2 – Характеристики СИКН и физико-химические показатели измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 10 до 85
Избыточное давление измеряемой среды, МПа, не более	4,0
Физико-химические показатели измеряемой среды	
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +45
Плотность измеряемой среды, кг/м ³	от 850 до 950
Вязкость кинематическая измеряемой среды, мм ² /с (сСт), не более	100
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Содержание свободного газа, %	не допускается

5 Подготовка к поверке

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

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации

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

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН.

6.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных ПО СИКН сведениям, приведенным в описание типа на СИКН.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительных FloBoss модели S600+ (далее – ИВК) проводят в следующей последовательности:

- а) включить питание ИВК;
- б) дождаться после включения питания появления на дисплее ИВК главного меню или войти в главное меню;
- в) в главном меню нажатием клавиши «5» выбрать пункт меню 5.SYSTEM SETTINGS;
- г) нажатием клавиши «7» выбрать пункт меню 7.SOFTWARE VERSION;
- д) нажатием клавиши «Стрелка вправо» и «Стрелка влево» получить идентификационные данные с экранов:
VERSION CONTROL FILE CSUM – цифровой идентификатор ПО;
VERSION CONTROL APPLICATION SW – номер версии (идентификационный номер ПО).

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН.

Для определения идентификационных данных ПО АРМ оператора СИКН необходимо на мониторе компьютера АРМ оператора в правом нижнем углу нажать вкладку «Версия ПО». В появившемся окне отобразятся идентификационные данные.

6.3 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, препятствующих их применению и способных оказать влияние на метрологические характеристики СИКН;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать технической документации.

6.4 Опробование

6.4.1 Опробование СИКН проводят путём увеличения или уменьшения массового расхода измеряемой среды на любое значение в пределах диапазона измерений расхода СИКН. Результаты опробования СИКН считают положительными, если при увеличении или уменьшении массового расхода показания на дисплее расходомера массового Promass и на дисплее АРМ оператора СИКН изменяются соответствующим образом (увеличиваются или уменьшаются).

6.4.2 Проверяют герметичность СИКН.

На элементах и компонентах СИКН не должно быть следов протечек нефти.

6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 3 с учетом требований, предъявляемых к СИКН.

Таблица 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
Расходомеры массовые Promass	Приложение А настоящей методики поверки
Преобразователи плотности жидкости измерительные 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»

Окончание таблицы 3

Наименование СИ	НД
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	МИ 3302 - 2010 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Преобразователи измерительные 644, 3144Р в комплекте с термопреобразователями сопротивления Rosemount 0065	Документ «Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки», утвержденный ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2004 г.; ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные EJX (предназначенные для измерений избыточного давления)	Документ «ГСИ. Преобразователи давления измерительные EJX. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2004 г.
Установка трубопоршневая «Сапфир МН»	МИ 2974-2006 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором», утвержденной ФГУП ВНИИР в 2006 г.
ИВК	Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd.». Методика поверки, утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 25.03.2011 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры для точных измерений МПТИ	Документ 5ШО.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.

СИ, не участвующие в определении массы нефти или результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, допускается калибровать в соответствии с действующими НД, приведенными в таблице 4.

Таблица 4

Наименование СИ	НД
Преобразователи давления измерительные EJX (предназначенные для измерений дифференциального давления)	Документ «ГСИ. Преобразователи давления измерительные EJX. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2004 г.

Окончание таблицы 4

Наименование СИ	НД
Счетчик нефти турбинный МИГ	Эксплуатационная документация БН.10-02РЭ раздел «Методика поверки», согласованная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» в декабре 2003 г.; Документ «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода. Методика поверки ультразвуковым преобразователем расхода на месте эксплуатации», утвержденная ФГУП «ВНИИР» в 2007 г.
Расходомер 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 СИКН при измерении массы брутто нефти.

При прямом методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы брутто нефти δM_B , %, СИКН принимают равной относительной погрешности измерений массы нефти расходомером массовым Promass.

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти не должна превышать $\pm 0,25$ %.

6.5.3 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти.

Относительную погрешность СИКН при измерении массы нетто нефти δM_H , %, определяют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta M_B^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{XC} + W_{МП}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, вычисляется по формуле (4)

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \times \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (2)$$

где $\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³;

ρ_H^{XC} – плотность нефти при условиях измерений φ_{XC} , кг/м³;

W_B – массовая доля воды в нефти, %, определенная в лаборатории.

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %, определенная в лаборатории;

W_{XC} – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определенная в лаборатории и вычисляемая по формуле

$$W_{XC} = \frac{0,1 \times \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (3)$$

где φ_{XC} – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей в нефти определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001 «ГСИ. Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего показателей качества нефти абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2} \times 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей», ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей».

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти не должна превышать $\pm 0,35$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН по форме Приложения 1 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКН 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 2 июля 2015 г. № 1815.

Приложение А (обязательное)

Расходомеры массовые Promass 83F Методика поверки

Настоящее приложение распространяется на расходомеры массовые Promass 83F (далее – массомеры), входящие в состав системы измерений количества и показателей качества нефти № 831 ПСП «Хмелевка» (далее – СИКН), и устанавливает объем, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок рабочего и резервного массомеров в условиях эксплуатации с применением установки трубопоршневой «Сапфир МН» (рабочий эталон единицы объемного расхода 2 разряда в диапазоне значений от 8 до 100 м³/ч, регистрационный номер 3.6.АГУ.0006.2016) (далее – стационарная ТПУ) или передвижной поверочной установки (ПУ).

Поверку массомера выполняют по каналу измерений массы.

Интервал между поверками массомеров – не более 12 месяцев.

А.1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- внешний осмотр по А.6.1;
- опробование по А.6.2;
- определение метрологических характеристик по А.6.3;
- обработка результатов измерений по А.7;
- оформление результатов поверки по А.8.

А.2 Основные средства поверки

При проведении поверки применяют:

- стационарная ТПУ с верхним пределом диапазона измерений объемного расхода 100 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,09$ %;
- передвижная ПУ с верхним пределом диапазона измерений объемного расхода не менее 100 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м³.
- контроллер измерительный FloBoss модели S600+ (далее – ИВК) с пределами допускаемой относительной погрешности при вычислении коэффициентов преобразования и поправочных коэффициентов преобразователей расхода $\pm 0,025$ %, в точке расхода при вычислении расхода, объема, массы $\pm 0,01$ %;
- преобразователи давления измерительные EJX с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %;
- датчики температуры 3144P с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С.

Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным выше.

А.3 Требования безопасности

А.3.1 При проведении поверки соблюдают требования, указанные в разделе 3 настоящей методики поверки.

А.3.2 К поверке допускают лиц, достигших 18 лет, аттестованных в качестве поверителей, изучивших руководство по эксплуатации на поверяемый массомер, стационарную ТПУ (или передвижную ПУ) и прошедших инструктаж по технике безопасности.

А.3.3 Организация рабочих мест должна обеспечить полную безопасность персонала на всех этапах выполнения работ.

Доступ ко всем средствам измерений и вспомогательному оборудованию должен быть свободным.

При появлении течи измеряемой среды и других ситуаций, нарушающих нормальный ход работ, поверку следует немедленно прекратить.

А.4 Условия поверки

А.4.1 При проведении поверки соблюдают условия, приведенные в таблице А.1

Таблица А.1

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон измерений массового расхода измеряемой среды, т/ч	от 10 до 85
Избыточное давление измеряемой среды, МПа, не более	4,0
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +45
Плотность измеряемой среды в рабочих условиях, кг/м ³	от 850 до 950
Вязкость кинематическая измеряемой среды, мм ² /с (сСт), не более	100
Изменение температуры измеряемой среды за время одного измерения, °С	± 0,2
Отклонение значения массового расхода измеряемой среды от требуемого значения при установке расхода, %	± 5,0
Изменение значения массового расхода измеряемой среды за время одного измерения, %	± 2,5
Содержание свободного газа в измеряемой среде	не допускается
Наличие внешних вибраций	не допускается

А.5 Подготовка к поверке

А.5.1 Перед проведением поверки выполняют следующие операции:

- проверяют наличие действующих свидетельств о поверке всех средств поверки;
- стационарную ТПУ (или передвижную ПУ) и поверяемый массомер подключают последовательно;
- проверяют герметичность системы, состоящей из стационарной ТПУ (или передвижной ПУ), массомера, задвижек и трубопроводов, для этого устанавливают в системе давление, равное рабочему; система считается герметичной, если в течение 5 минут не наблюдается течи измеряемой среды через соединения;
- проверяют отсутствие свободного газа (воздуха) в гидравлической системе путём открытия запорной арматуры, размещённой в верхних точках трубопровода гидравлической системы;
- проверяют значения констант стационарной ТПУ (или передвижной ПУ), установленные в системе сбора, обработки информации и управления (далее – СОИ); значения констант должны соответствовать значениям, указанным в свидетельстве о поверке стационарной ТПУ (или передвижной ПУ);

- проверяют значения коэффициентов ПП, установленные в СОИ; значения коэффициентов должны соответствовать значениям, указанным в свидетельстве о поверке ПП;
- проверяют значения коэффициентов преобразования массомера, установленных в СОИ; значения коэффициентов преобразования должны соответствовать указанным в свидетельстве о поверке поверяемого массомера.

А.6 Проведение поверки

А.6.1 Внешний осмотр.

При проведении внешнего осмотра проверяют комплектность поверяемого массомера в соответствии с технической документацией.

Убеждаются в отсутствии механических повреждений и дефектов (вмятин, трещин и т. п.), препятствующих применению массомера и способных оказать влияние на его метрологические характеристики.

Проверяют наличие всех маркировок (надписей и обозначений) массомера.

Проверяют надёжность монтажа и правильность подключения поверяемого массомера, а также целостность изоляции соединительных кабелей.

Массомер, не прошедший внешний осмотр, к поверке не допускается.

А.6.2 Опробование

Опробование поверяемого массомера проводят путём увеличения или уменьшения массового расхода измеряемой среды на любое значение в пределах диапазона измерений расхода СИКН. Результаты опробования массомера считают положительными, если при увеличении или уменьшении массового расхода показания на дисплее поверяемого массомера и на дисплее автоматизированного рабочего места оператора СИКН изменяются соответствующим образом (увеличиваются или уменьшаются).

А.6.3 Определение метрологических характеристик

Поверку массомера проводят при крайних значениях расхода, соответствующих верхнему и нижнему пределу требуемого диапазона измерений и, при необходимости, в поддиапазонах расхода, установленных с равномерным интервалом от верхнего предела диапазона измерений расхода.

Допускается проводить поверку в трех точках диапазона измерений массового расхода: при минимальном значении массового расхода (Q_{\min} , т/ч), среднем значении массового расхода ($0,5 \times (Q_{\max} + Q_{\min})$) и максимальном значении массового расхода (Q_{\max} , т/ч). В каждой точке расхода проводят не менее 5 измерений для рабочего и резервного массомера ($n \geq 5$, где n – количество измерений в точке).

Требуемые значения расхода устанавливают, начиная от Q_{\min} в сторону увеличения расхода или от Q_{\max} в сторону уменьшения расхода.

Устанавливают требуемый расход Q_j (т/ч), значение которого контролируют по массомеру.

После установления расхода запускают поршень стационарной ТПУ (передвижной ПУ), измеряют время прохождения поршня по калиброванному участку стационарной ТПУ (или передвижной ПУ) и вычисляют значение расхода при i -ом измерении в j -й точке диапазона расхода $Q_{ТПУij}$ (т/ч) по формуле

$$Q_{ТПУij} = \frac{V_{np\ ij}^{ТПУ} \times 3600}{T_{ij}} \times \rho_{np\ ij}^{ПП} \times 10^{-3}, \quad (A.1)$$

где $V_{np\ ij}^{ТПУ}$ – вместимость калиброванного участка стационарной ТПУ (или передвижной ПУ), приведенная к температуре и давлению измеряемой среды в стационарной ТПУ (или передвижной ПУ) при i -ом измерении в j -й точке диапазона расхода, м³;

T_{ij} – время прохождения поршнем калиброванного участка стационарной ТПУ (или передвижной ПУ) при i -ом измерении в j -й точке диапазона расхода, с;

$\rho_{np\ ij}^{ПП}$ – плотность измеряемой среды, измеренная поточным ПП, и приведенная к температуре и давлению измеряемой среды в стационарной ТПУ (или передвижной ПУ) при i -ом измерении в j -й точке диапазона расхода, кг/м³, вычисленная по формуле (А.9).

Проверяют выполнение условия

$$\left| \frac{Q_j - Q_{ТПУ\ ij}}{Q_{ТПУ\ ij}} \right| \times 100 \leq 2,0 \%, \quad (\text{А.2})$$

После стабилизации расхода и температуры измеряемой среды в j -й точке диапазона расхода проводят серию измерений, последовательно запуская поршень стационарной ТПУ (или передвижной ПУ). В процессе измерения (движения поршня от одного детектора до другого) фиксируют температуру и давление в блоке измерений показателей качества нефти СИКН, а также период колебаний выходного сигнала поточного ПП или плотность измеряемой среды. Температуру, давление и период колебаний выходного сигнала (плотность измеряемой среды) принимают равными среднему значению двух измерений - в начале и в конце прохождения поршня. При использовании показывающих средств измерений температуры и давления с визуальным отсчетом допускается фиксировать температуру и давление один раз за период прохождения шарового поршня.

Результаты измерений заносят в протокол, приведенный в Приложении Б.

При первичной поверке (при вводе массомера в эксплуатацию) выполняют конфигурирование импульсного выхода первичного электронного преобразователя (ПЭП) массомера. Используя органы управления ПЭП, коммуникатор или соответствующее программное обеспечение в память ПЭП вводят максимальное значение диапазона измерений расхода, установленного заводом-изготовителем для поверяемого массомера $Q_{\max}^{зав}$ (т/ч) и значение частоты f (Гц), условно соответствующее $Q_{\max}^{зав}$.

Принимают:

$$f \leq f_{вх\ max}, \quad (\text{А.3})$$

где $f_{вх\ max}$ – максимальная входная частота ИВК.

В память ПЭП вводят значение коэффициента преобразования по импульсному входу $KF_{конф}$ (имп/т), вычисляемое по формуле

$$KF_{конф} = \frac{f \times 3600}{Q_{\max}^{зав}}, \quad (\text{А.4})$$

Проводят установку нуля поверяемого массомера согласно заводской (фирменной) инструкции по эксплуатации массомера.

А.7 Обработка результатов измерений

Для каждого i -го измерения в j -й точке диапазона расхода вычисляют значение массы измеряемой среды (M_{ij}^{pz} , т), используя результаты измерений стационарной ТПУ (или передвижной ПУ) и поточным ПП, по формуле

$$M_{ij}^{pz} = V_{np\ ij}^{ТПУ} \times \rho_{np\ ij}^{ПП} \times 10^{-3}, \quad (\text{А.5})$$

Вместимость калиброванного участка стационарной ТПУ (или передвижной ПУ) ($V_{npj}^{ТПУ}, \text{м}^3$) вычисляют по формуле

$$V_{npj}^{ТПУ} = V_0^{ТПУ} \times \left[1 + 3 \times \alpha_t \times (t_{ij}^{ТПУ} - 20) \right] \times \left(1 + \frac{0,95 \times D}{E \times s} \times P_{ij}^{ТПУ} \right), \quad (\text{A.6})$$

где $V_0^{ТПУ}$ – вместимость калиброванного участка стационарной ТПУ (или передвижной ПУ) при температуре 20 °С и избыточном давлении равном нулю, м^3 (из свидетельства о поверке стационарной ТПУ (или передвижной ПУ));

α_t – коэффициент линейного расширения материала стенок стационарной ТПУ (или передвижной ПУ), $^{\circ}\text{C}^{-1}$, (из эксплуатационной документации на стационарную ТПУ (или передвижную ПУ) или таблицы В.1 приложения В настоящей методики поверки);

E – модуль упругости материала стенок стационарной ТПУ (или передвижной ПУ), МПа (из эксплуатационной документации на стационарную ТПУ (или передвижную ПУ) или таблицы В.1 приложения В настоящей методики поверки);

D и s – диаметр и толщина стенок калиброванного участка стационарной ТПУ (или передвижной ПУ) соответственно, мм (из эксплуатационной документации на стационарную ТПУ (или передвижную ПУ));

$t_{ij}^{ТПУ}$ – среднее арифметическое значение температуры измеряемой среды, $^{\circ}\text{C}$, при i -ом измерении в j -й точке диапазона расхода, вычисляемое по формуле

$$t_{ij}^{ТПУ} = \frac{t_{ij}^{ex} + t_{ij}^{6bx}}{2}, \quad (\text{A.7})$$

где t_{ij}^{ex} и t_{ij}^{6bx} – значения температуры измеряемой среды, $^{\circ}\text{C}$, измеренные средствами измерений температуры соответственно на входе и выходе стационарной ТПУ (или передвижной ПУ) при i -ом измерении в j -й точке диапазона расхода;

$P_{ij}^{ТПУ}$ – среднее арифметическое значение давления измеряемой среды, МПа, при i -ом измерении в j -й точке диапазона расхода, вычисляемое по формуле

$$P_{ij}^{ТПУ} = \frac{P_{ij}^{ex} + P_{ij}^{6bx}}{2}, \quad (\text{A.8})$$

где P_{ij}^{ex} и P_{ij}^{6bx} – значения давления измеряемой среды, МПа, измеренные средствами измерений давления соответственно на входе и выходе стационарной ТПУ (или передвижной ПУ) при i -ом измерении в j -й точке диапазона расхода.

Плотность измеряемой среды, приведенную к условиям измерений в стационарной ТПУ ($\rho_{npj}^{ПП}$, $\text{кг}/\text{м}^3$) вычисляют по формуле

$$\rho_{npj}^{ПП} = \rho_{15} \times CTL_{ТПУ} \times CPL_{ТПУ}, \quad (\text{A.9})$$

где ρ_{15} – плотность нефти, измеренная ПП и приведенная к стандартным условиям (температуре 15 °С и избыточному давлению, равному нулю) по формуле

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{ij}^{ПП}}{CTL_{ПП} \times CPL_{ПП}}, \quad (\text{A.10})$$

где $\rho_{ij}^{ПП}$ – плотность измеряемой среды, $\text{кг}/\text{м}^3$, измеренная ПП при i -ом измерении в j -й точке диапазона расхода;

CTL_{III} – поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на плотность нефти, значение которого определяют по формуле

$$CTL_{III} = \exp\left[-\beta_{15} \times (t_{ij}^{III} - 15) \times (1 + 0,8 \times \beta_{15} \times (t_{ij}^{III} - 15))\right], \quad (A.11)$$

где β_{15} – коэффициент объемного расширения при 15 °С, °С⁻¹, значение которого определяют по формуле

$$\beta_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2}, \quad (A.12)$$

t_{ij}^{III} – температура измеряемой среды в ПП при i-ом измерении в j-й точке диапазона расхода, °С;

CPL_{III} – поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления на плотность нефти, значение которого определяют по формуле

$$CPL_{III} = \frac{1}{(1 - \gamma_{ij}^{III} \times P_{ij}^{III})}, \quad (A.13)$$

где P_{ij}^{III} – давление измеряемой среды в ПП при i-ом измерении в j-й точке диапазона расхода, МПа.

γ_{ij}^{III} – коэффициент сжимаемости нефти при температуре t_{ij}^{III} , МПа⁻¹, который вычисляют по формуле

$$\gamma_{ij}^{III} = 10^{-3} \times \exp\left(-1,62080 + 0,00021592 \times t_{ij}^{III} + \frac{0,87096 \times 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \times t_{ij}^{III} \times 10^3}{\rho_{15}^2}\right), \quad (A.14)$$

Как видно из формул (A.11) – (A.14) для определения CTL_{III} и CPL_{III} необходимо знать значение плотности ρ_{15} . В свою очередь для определения плотности ρ_{15} по формуле (A.10) необходимо знать значения CTL_{III} и CPL_{III} .

Для определения значений ρ_{15} , CTL_{III} и CPL_{III} используют метод последовательного приближения.

В формулы (A.12) и (A.14) вместо ρ_{15} подставляют значение ρ_{ij}^{III} и вычисляют значения $CTL_{III}(1)$ и $CPL_{III}(1)$.

Вычисляют значение $\rho_{15}(1)$, кг/м³, по формуле

$$\rho_{15}(1) = \frac{\rho_{ij}^{III}}{CTL_{III}(1) \times CPL_{III}(1)}, \quad (A.15)$$

В формулы (A.12) и (A.14) вместо ρ_{15} подставляют значение $\rho_{15}(1)$ и вычисляют значения $CTL_{III}(2)$ и $CPL_{III}(2)$.

Вычисляют значение $\rho_{15}(2)$, кг/м³, по формуле

$$\rho_{15}(2) = \frac{\rho_{ij}^{III}}{CTL_{III}(2) \times CPL_{III}(2)}, \quad (A.16)$$

В формулы (A.12) и (A.14) вместо ρ_{15} подставляют значение $\rho_{15}(2)$ и вычисляют значения $CTL_{III}(3)$ и $CPL_{III}(3)$.

Расчет плотности ρ_{15} продолжают до выполнения условия

$$|\rho_{15(i+1)} - \rho_{15(i)}| \leq 0,01. \quad (A.17)$$

CTL_{TPV} – поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на плотность нефти, значение которого определяют по формуле

$$CTL_{TPV} = \exp\left[-\beta_{15} \times (t_{ij}^{TPV} - 15) \times \left(1 + 0,8 \times \beta_{15} \times (t_{ij}^{TPV} - 15)\right)\right], \quad (A.18)$$

CPL_{TPV} – поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления на плотность нефти, значение которого определяют по формуле

$$CPL_{TPV} = \frac{1}{(1 - \gamma_{ij}^{TPV} \times P_{ij}^{TPV})}, \quad (A.19)$$

где γ_{ij}^{TPV} – коэффициент сжимаемости нефти при температуре t_{ij}^{TPV} , МПа⁻¹, который вычисляют по формуле

$$\gamma_{ij}^{TPV} = 10^{-3} \times \exp\left(-1,62080 + 0,00021592 \times t_{ij}^{TPV} + \frac{0,87096 \times 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \times t_{ij}^{TPV} \times 10^3}{\rho_{15}^2}\right), \quad (A.20)$$

Допускается $\rho_{np\ ij}^{III}$ вычислять по формуле

$$\rho_{np\ ij}^{III} = \rho_{ij}^{III} \times \left[1 + \beta_{ij}^{TPV} \times (t_{ij}^{III} - t_{ij}^{TPV})\right] \times \left[1 + \gamma_{ij}^{TPV} (P_{ij}^{TPV} - P_{ij}^{III})\right], \quad (A.21)$$

где β_{ij}^{TPV} – коэффициент объемного расширения измеряемой среды, °С⁻¹, вычисляют по формуле

$$\beta_{ij}^{TPV} = \beta_{15} + 1,6 \times \beta_{15}^2 \times (t_{ij}^{TPV} - 15), \quad (A.22)$$

Примечание: При использовании в качестве передвижной ПУ установки поверочной на базе компакт-прувера M_{ij}^{ps} , т, вычисляется по формуле

$$M_{ij}^{ps} = V_{np\ ij}^{KPI} \times \rho_{np\ ij}^{III} \times 10^{-3}, \quad (A.23)$$

где $V_{np\ ij}^{KPI}$ – вместимость калиброванного участка компакт-прувера, м³, вычисляемая по формуле

$$V_{np\ ij}^{KPI} = V_0^{KPI} \times \left[1 + 2 \times \alpha^{ms} \times (t_{ij}^{KPI} - 20) + \alpha^{cm} \times (t_{ij}^{cm} - 20)\right] \times \left(1 + \frac{0,95 \times D}{E \times s} \times P_{ij}^{KPI}\right), \quad (A.24)$$

где V_0^{KPI} – вместимость калиброванного участка компакт-прувера при температуре 20 °С и избыточном давлении равном нулю, м³ (из свидетельства о поверке компакт-прувера);

α^{ms} – коэффициент линейного расширения материала цилиндра компакт-прувера, °С⁻¹, (из эксплуатационной документации или таблицы В.2 приложения В настоящей методики поверки);

t_{ij}^{KPI} и P_{ij}^{KPI} – температура (°С) и давление (МПа) измеряемой среды в компакт-прувере (цилиндре) соответственно при *i*-ом измерении в *j*-й точке диапазона расхода;

α^{cm} – коэффициент линейного расширения материала стержня (пластинки), на котором установлены оптические сигнализаторы (детекторы), °С⁻¹ (из эксплуатационной документации или таблицы В.2 приложения В настоящей методики поверки);

t_{ij}^{cm} – температура стержня, на котором установлены оптические сигнализаторы (детекторы), °С, при *i*-ом измерении в *j*-й точке диапазона расхода.

Для каждого измерения вычисляют значение коэффициента преобразования массомера при *i*-ом измерении в *j*-й точке диапазона расхода (KF_{ij} , имп/т) по формуле

$$KF_{ij} = \frac{N_{ij}^{mac}}{M_{ij}^{ps}}, \quad (A.25)$$

где N_{ij}^{mac} – количество импульсов, поступившее от массомера в СОИ при i -ом измерении в j -й точке диапазона расхода, имп.

Для каждого измерения вычисляют среднее значение коэффициента преобразования (KF_j) в j -й точке диапазона расхода по формуле

$$KF_j = \frac{1}{n} \times \sum_{i=1}^n KF_{ij}. \quad (A.26)$$

Для каждой точки расхода в каждом k -ом поддиапазоне расхода вычисляют среднее квадратическое отклонение (СКО) результатов вычислений коэффициента преобразований (S_j^{KF} , %) по формуле

$$S_j^{KF} = \frac{1}{KF_j} \times \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (KF_{ij} - KF_j)^2}{n-1}} \times 100; \quad (A.27)$$

Проверяют выполнение следующего условия

$$S_j^{KF} \leq 0,04 \%. \quad (A.28)$$

При невыполнении условия (A.28) выявляют наличие грубых промахов в полученных результатах измерений. При отсутствии грубых промахов проверяют правильность монтажа и подключения поверяемого массомера, производят повторную установку нуля и проводят повторные измерения. Если же условие (A.28) снова не выполняется, то поверяемый массомер подлежит профилактическому осмотру.

Грубые промахи в полученных результатах измерений выявляют следующим образом

$$S_j^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (KF_{ij} - KF_j)^2}{n_j - 1}} \quad (A.29)$$

$$U = \frac{KF_{ij \max} - KF_j}{S_j^{KF}} \quad (A.30)$$

$$U = \frac{KF_j - KF_{ij \min}}{S_j^{KF}} \quad (A.31)$$

где U – величина, необходимая для определения грубых промахов в полученных результатах измерений;

$KF_{ij \max}$ – коэффициент преобразования поверяемого массомера, имеющий максимальное значение в j -й точке k -го поддиапазона расхода, имп/т;

$KF_{ij \min}$ – коэффициент преобразования поверяемого массомера, имеющий минимальное значение, в j -й точке k -го поддиапазона расхода, имп/т.

Если выполняется следующее условие

$$U \geq h, \quad (A.32)$$

то результат измерений исключают как грубый промах, в противном случае результат измерений не исключают.

Значение h при $P = 0,95$ и n измерениях выбирают из таблицы А.2.

Вместо исключённого, как грубый промах, измерения проводят дополнительное измерение.

Таблица А.2

n	5	6	7	8	9	10	11
h	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355

Примечание: Если $S_j^{KF} < 0,001$ имп/т, то принимают $S_j^{KF} = 0,001$ имп/т.

СКО результатов вычислений коэффициента преобразований (S_k^{KF} , %) в k -м поддиапазоне вычисляют по формуле

$$S_k^{KF} = \frac{(S_j^{KF})_{k \max}}{\sqrt{n}}, \quad (\text{A.33})$$

где $(S_j^{KF})_{k \max}$ СКО результатов вычислений коэффициента преобразований, имеющее максимальное значение в k -м поддиапазоне, вычисляют по формуле

$$(S_j^{KF})_{k \max} = \max\left((S_1^{KF})_k, (S_2^{KF})_k\right). \quad (\text{A.34})$$

Границы неисключенной систематической составляющей погрешности измерений массомера ($\Theta_{\Sigma k}$, %) при реализации градуировочной характеристики в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации для каждого k -го поддиапазона расхода вычисляют по формуле

$$\Theta_{\Sigma k} = 1,1 \times \sqrt{(\delta_{ТПУ})^2 + (\Theta_i)^2 + (\delta_{ПП})^2 + (\delta_K^{СОИ})^2 + (\Theta_k^{KF})^2 + (\Theta_{Zk})^2 + (\Theta_P)^2 + (\Theta_T)^2}, \quad (\text{A.35})$$

где $\delta_{ТПУ}$ – пределы допускаемой относительной погрешности стационарной ТПУ (или передвижной ПУ), % (из описания типа на ТПУ);

Θ_i – граница составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_i = \beta_{ij \max}^{ТПУ} \times \sqrt{(\Delta t_{ПП})^2 + (\Delta t_{ТПУ})^2} \times 100, \quad (\text{A.36})$$

где $\beta_{ij \max}^{ТПУ}$ – максимальное значение, выбранное из ряда коэффициентов объемного расширения измеряемой среды, $1/^\circ\text{C}$, при всех измерениях в точках рабочего диапазона, вычисленных по формуле (А.22);

$\Delta t_{ПП}, \Delta t_{ТПУ}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности средств измерений температуры в блоке измерений показателей качества нефти СИКН и стационарной ТПУ (или передвижной ПУ) соответственно, $^\circ\text{C}$ (из свидетельства о поверке средств измерений температуры);

$\delta_{ПП}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ПП, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{ПП} = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\min}} \times 100, \quad (\text{A.37})$$

где $\Delta \rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП, $\text{кг}/\text{м}^3$ (из свидетельства о поверке ПП);

ρ_{\min} – наименьшее значение плотности измеряемой среды при условиях эксплуатации СИКН, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\delta_K^{СОИ}$ – пределы допускаемой относительной погрешности при вычислении коэффициента преобразования массомера, % (из описания типа на ИВК);

Θ_k^{KF} – граница неисключенной систематической составляющей погрешности поверяемого массомера в k -ом поддиапазоне измерений расхода, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_k^{KF} = \frac{1}{2} \times \left| \frac{KF_j - KF_{j+1}}{KF_j + KF_{j+1}} \right|_{(k)} \times 100. \quad (\text{A.38})$$

Θ_{Zk} – граница составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленная нестабильностью нуля, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_{Zk} = \frac{Zs}{Q_{k\min}} \times 100 \%, \quad (\text{A.39})$$

где Zs – стабильность нуля массомера, т/ч (из руководства по эксплуатации на массомер);

$Q_{k\min}$ – минимальное значение расхода в k -ом поддиапазоне измерений расхода измеряемой среды, т/ч;

Θ_p – граница составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленная дополнительной погрешностью от изменения давления измеряемой среды при последующей эксплуатации от значения давления измеряемой среды при поверке, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_p = \delta_{\text{дон}P} \times 10 \times \Delta P, \quad (\text{A.40})$$

где $\delta_{\text{дон}P}$ – дополнительная погрешность, % от измеренного расхода на 1 бар (из руководства по эксплуатации на массомер), %/бар;

ΔP – максимально возможное изменение давления измеряемой среды при последующей эксплуатации поверяемого массомера от значения давления измеряемой среды при поверке, МПа, вычисляют по формуле

$$\Delta P = |P_{1k} - P_{2k}| \quad (\text{A.41})$$

где $P_{1k,2k}$ – средние значения давления измеряемой среды в крайних точках k -го поддиапазона расхода при проведении поверки массомера, МПа;

Θ_T – граница составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленная дополнительной погрешностью от изменения температуры измеряемой среды при последующей эксплуатации от значения температуры измеряемой среды при поверке, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_T = \frac{\delta_{\text{дон}t} \times Q_{\max} \times \Delta t}{Q_{k\min}}, \quad (\text{A.42})$$

где $\delta_{\text{дон}t}$ – дополнительная погрешность, % от максимального значения расхода на 1 °С (из руководства по эксплуатации на массомер), %/1 °С;

Q_{\max} – верхний предел диапазона измерений массового расхода массомера, т/ч (из паспорта на массомер);

Δt – максимально возможное изменение температуры измеряемой среды при последующей эксплуатации поверяемого массомера от значения температуры измеряемой среды при поверке, °С, вычисляют по формуле

$$\Delta t = \max(\Delta t_1, \Delta t_2) \quad (\text{A.43})$$

$$\Delta t_{1,2} = |t_{\max} - t_{П1,П2}|, \quad (\text{A.44})$$

где t_{\max} – температура измеряемой среды при последующей эксплуатации поверяемого массомера максимально отличающаяся от температуры при поверке, °С;

$t_{\Pi 1, \Pi 2}$ – средние значения температуры измеряемой среды в крайних точках поддиапазона расхода при проведении поверки массомера, °С.

Относительную погрешность массомера в поддиапазонах расхода (δ_k , %) при реализации градуировочной характеристики в виде кусочно-линейной аппроксимации значений коэффициентов преобразования массомера в поддиапазонах расхода определяют следующим образом

$$\delta_k = \begin{cases} Z_{(P)} \times (\Theta_{\Sigma k} + \varepsilon_k) & \text{при } 0,8 \leq \Theta_{\Sigma k} / S_k^{KF} \leq 8 \\ \Theta_{\Sigma k} & \text{при } \Theta_{\Sigma k} / S_k^{KF} > 8 \end{cases}, \quad (\text{A.45})$$

где $Z_{(P)}$ – коэффициент, зависящий от значений соотношения $\Theta_{\Sigma k} / S_k^{KF}$ при доверительной вероятности $P = 0,95$, определяемого по таблице А.3;

Таблица А.3

$\Theta_{\Sigma k} / S_k^{KF}$	1	2	3	4	5	6	7	8
$Z_{(P)}$	0,74	0,71	0,73	0,76	0,78	0,79	0,80	0,81

ε_k – граница случайной составляющей погрешности массомера, %, вычисляют по формуле

$$\varepsilon_k = t_{0,95} \times S_k^{KF}, \quad (\text{A.46})$$

где $t_{0,95}$ – квантиль распределения Стьюдента при доверительной вероятности $P = 0,95$, выбирают из таблицы А.4;

Таблица А.4

n	5	6	7	8	9	10	11
$t_{0,95}$	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228

Результаты поверки массомера считают положительными, если пределы допускаемой относительной погрешности не превышают $\pm 0,25$ % в каждом поддиапазоне расхода

А.8 Оформление результатов поверки

А.8.1 Результаты поверки массомера оформляют протоколами по форме Приложения Б.

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

При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке массомера по форме Приложения 1 к документу «Порядок проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

По результатам поверки в СОИ вводят коэффициенты преобразования массомера KF_j в точках расхода.

На оборотной стороне свидетельства о поверке массомера указывают значения:

- диапазон измерений расхода (Q , т/ч), в котором поверен массомер;
- градуировочная характеристика массомера реализована в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации значений коэффициента преобразований KF_j с точками разбиения диапазона расхода на поддиапазоны согласно таблице А.5

Таблица А.5

Номер точки расхода	Значение расхода (Q_j , т/ч)	Значение частоты (f_j , Гц)	Значение коэффициента преобразования в точках расхода (KF_j , имп/т)
1
...
m

– пределы допускаемой относительной погрешности.

Знак поверки (оттиск поверительного клейма) наносят на свидетельство о поверке массомера, на две пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах массомера, и на одну пломбу, установленную на контрольной проволоке, пропущенной через винт и фиксатор, стопорящий отвинчивание крышки ПЭП.

Устанавливают пароль в ПЭП массомера и СОИ для исключения возможности несанкционированного доступа к изменению конфигурации ПЭП и значений коэффициентов преобразования в СОИ.

При отрицательных результатах поверки массомера к дальнейшему применению не допускают. Свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 к документу «Порядок проведения поверки средств измерений, требованиям к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

А.9 Точность представления результатов измерений и вычислений

Значение расхода ($Q_{ij}, Q_j, Q_{k \min}, Q_{k \max}$, т/ч) округляют и записывают в протокол поверки до двух знаков после запятой.

Значение частоты (f_j и f_{ij} , Гц), соответствующее расходу Q_j и Q_{ij} записывают в протокол поверки после округления до двух знаков после запятой.

Количество импульсов (N_{ij}^{mac} , имп) измеряют и его значение записывают в протокол поверки с долями периодов с точностью до семи значащих цифр.

Значения времени прохождения шаровым поршнем калиброванного участка стационарной ТПУ (или передвижной ПУ) (T_{ij} , с) записывают в протокол поверки после округления до двух знаков после запятой.

Значения давления измеряемой среды ($P_{ij}^{тпу}, P_{ij}^{пн}$, МПа) записывают в протокол поверки после округления до двух знаков после запятой.

Значения температуры измеряемой среды ($t_{ij}^{тпу}, t_{ij}^{пн}$, °С) записывают в протокол поверки после округления до двух знаков после запятой.

Значения вместимости калиброванного участка стационарной ТПУ (или передвижной ПУ) ($V_{пр ij}^{тпу}, м^3$) записывают в протокол поверки после округления до шести знаков после запятой.

Значения плотности измеряемой среды ($\rho_{ij}^{пн}, \rho_{пр ij}^{пн}$, кг/м³) записывают в протокол поверки после округления до двух знаков после запятой.

Значения массы измеряемой среды ($M_{ij}^{пс}$, т) в протокол поверки записывают после округления до шести знаков после запятой.

Значения коэффициента преобразования (KF_j, KF_{ij} , имп/т) записывают в протокол поверки после округления до шести значащих цифр.

Значения СКО (S_k^{KF} , %) и погрешностей ($\varepsilon_k, \Theta_{\Sigma k}, \delta_k$, %) записывают в протокол поверки после округления до трех знаков после запятой.

Приложение Б
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки
ПРОТОКОЛ № _____

поверки расходомера массового Promass 83F

Место проведения поверки _____

Поверяемый массомер: сенсор _____, ПЭП _____, Ду _____ мм, зав. № _____
наименование ПСП наименование владельца ПСП
модель модель
 установлен на _____ ИЛ № _____ Рабочая жидкость _____
СИКН №

Средства поверки: ТПУ (ПУ) типа _____, разряд _____, зав. № _____, дата поверки _____
 ПП типа _____, зав. № _____, дата поверки _____

Таблица 1 – Исходные данные

Детекторы	ТПУ (ПУ)								ПП		СОИ
	$V_0^{ТПУ}, \text{м}^3$	$D, \text{мм}$	$S, \text{мм}$	$E, \text{МПа}$	$\alpha_t, \text{°C}^{-1}$	$\alpha^{cm}, \text{°C}^{-1}$	$\delta_{ТПУ}, \%$	$\Delta t_{ТПУ}, \text{°C}$	$\delta_{ПП}, \%$	$\Delta t_{ПП}, \text{°C}$	$\delta_K^{СОИ}, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Таблица 2 – Результаты единичных измерений и вычислений

№ точ/ № изм (j/i)	$Q_{ij},$ т/ч	$f_{ij},$ Гц	Результаты измерений										Результаты вычислений			
			Детек- торы	по ТПУ (ПУ)			по ПП			по массомеру			$V_{пр ij}^{ТПУ},$ м^3	$\rho_{пр ij}^{ПП},$ кг/м^3	$M_{ij}^{рз}, \text{Т}$	$KF_{ij},$ имп/т
				$T_{ij}, \text{с}$	$t_{ij}^{ТПУ},$ °C	$P_{ij}^{ТПУ},$ МПа	$\rho_{ij}^{ПП},$ кг/м^3	$t_{ij}^{ПП},$ °C	$P_{ij}^{ПП},$ МПа	$N_{ij}^{мас},$ имп	$t_{ij}^{мас},$ °C	$P_{ij}^{мас},$ МПа				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1/1																
...																
1/n _l																
...																
m/1																
...																
m/n _m																

Таблица 3 – Результаты поверки

Точка расхода (j)	Q_j , т/ч	f_j , Гц	KF_j , имп/т	№ поддиапазона (k)	$Q_{k \min}$, т/ч	$Q_{k \max}$, т/ч	S_k^{KF} , %	ε_k , %	$\Theta_{\Sigma k}$, %	δ_k , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
				1						
				...						
				m-1						

Заключение: массомер к дальнейшей эксплуатации _____ в качестве _____
годен или не годен рабочего

Выдано свидетельство о поверке от _____ 20__ г. № _____ (заполняют только при положительных результатах поверки)

Поверитель _____
наименование поверяющей организации подпись инициалы, фамилия

Дата поверки « ____ » _____ 20__ г.

**Приложение В
(справочное)**

Значения коэффициентов линейного расширения и значения модулей упругости материала стенок трубопоршневых поверочных установок и компакт-пруверов

Таблица В.1 Коэффициенты линейного расширения и модули упругости материала стенок трубопоршневых поверочных установок

Материал	$\alpha_l, ^\circ\text{C}^{-1}$	$E, \text{МПа}$
Сталь углеродистая	$11,2 \times 10^{-6}$	$2,1 \times 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \times 10^{-6}$	$2,0 \times 10^5$
Сталь нержавеющая	$16,6 \times 10^{-6}$	$1,0 \times 10^5$
Латунь	$17,8 \times 10^{-6}$	-
Алюминий	$24,5 \times 10^{-6}$	-
Медь	$17,4 \times 10^{-6}$	-

Таблица В.2 Коэффициенты линейного расширения и модули упругости материала стенок компакт-прувера

Материал	$\alpha^{цил}, \alpha^{ст}, ^\circ\text{C}^{-1}$	$E, \text{МПа}$
Сталь углеродистая	$11,2 \times 10^{-6}$	$2,068 \times 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \times 10^{-6}$	$2,0 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 17-4	$10,8 \times 10^{-6}$	$1,965 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 304 литая	$15,95 \times 10^{-6}$	$1,931 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$17,3 \times 10^{-6}$	$1,931 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$17,3 \times 10^{-6}$	$1,931 \times 10^5$
Инвар (только для стержня компакт-прувера моделей СР, СР-М и ВСР-М)	$1,44 \times 10^{-6}$	-