

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно - исследовательский институт расходомерии»
(ФГУП «ВНИИР»)

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель директора
по научной работе –
Заместитель директора по качеству
ФГУП «ВНИИР»



В.А. Фафурин

«05» октября 2015 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 260
ПСП «Черновское»

Методика поверки

МП 0357-14-2015

Казань
2015

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Загидуллин Р.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 260 ПСП «Черновское» (далее – СИКН) и устанавливает объем, 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 Установка трубопоршневая «Сапфир МН» типоразмера «Сапфир МН»-300, верхний предел диапазона измерений объемного расхода 300 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,09 %.

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 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:

– 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 12.03.2014 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 170
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	40
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
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 описании 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 возможных 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 путем 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-счетчика массового ОПТИМАСС модификации ОПТИМАСС 7300 исполнения Т50 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-счетчики массовые ОПТИМАСС модификации ОПТИМАСС 7300 исполнения Т50	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 2403-97 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные «Солартрон» типов 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации»

Продолжение таблицы 3

Наименование СИ	НД
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	МИ 3027-2007 «Рекомендация. ГСИ. Вискозиметры фирмы «Solartron Mobrey Limited». Методика поверки и градуировки на месте эксплуатации»; МИ 3119-2008 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации»; 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»
Датчики температуры 644	Инструкция «Датчики температуры 644, 3144Р фирм Rosemount Inc. США, Emerson Process Management Temperature GmbH, Германия, Emerson Process Management Asia Pacific Pte LTD, Сингапур. Методика поверки», утвержденная ФГУП ВНИИМС в августе 2008 г.
Преобразователи давления измерительные ЕЈХ (предназначенные для измерений избыточного давления)	Документ «ГСИ. Преобразователи давления измерительные ЕЈХ. 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», утвержденная 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.
Преобразователи измерительные модели D1000	МП 2064-0044-2010 «Преобразователи измерительные модели D1000. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2010 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры для точных измерений МПТИ	Документ 5Щ0.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.; МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

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 ЕЈХ (предназначенные для измерений дифференциального давления)	Документ «ГСИ. Преобразователи давления измерительные ЕЈХ. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2004 г.
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. МИ 2820-2003 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки весовым методом», утвержденная ФГУП ГНМЦ «ВНИИР» в 2003 г.
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 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-счетчиком массовым OPTIMASS модификации OPTIMASS 7300 исполнения T50.

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

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

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

ρ_N^{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

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

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 сходимости 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 системы по форме Приложения 1 к документу «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

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 к документу «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

Приложение А (обязательное)

Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS модификации OPTIMASS 7300 исполнения Т50.

Методика поверки

Настоящее приложение распространяется на расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS модификации OPTIMASS 7300 исполнения Т50 (далее – РМ), входящих в состав системы измерений количества и показателей качества нефти № 260 ПСП «Черновское» (далее – СИКН) и устанавливает объем, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок рабочих и резервного РМ в условиях эксплуатации с применением установки трубопоршневой «Сапфир МН» (далее – стационарная ТПУ) или передвижной поверочной установки (ПУ).

Интервал между поверками РМ 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 300 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности ± 0,09 %;
- передвижная ПУ с верхним пределом диапазона измерений объемного расхода не менее 300 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 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 ± 0,025 %, в точке расхода при вычислении расхода, объема, массы ± 0,05 %;
- преобразователи давления измерительные EJX с пределами допускаемой приведенной погрешности ± 0,5 %;
- датчики температуры 644 с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 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 поверителя, изучивших руководство по эксплуатации на поверяемый РМ, 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»
Избыточное давление измеряемой среды, МПа, не более	4,0
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	40
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	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 РМ подключают последовательно;
- проверяют герметичность системы, состоящей из стационарной ТПУ (или передвижной ПУ), РМ, 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 и обработки информации (далее – СОИ); значения констант должны соответствовать значениям, указанным в свидетельстве о поверке стационарной ТПУ (или передвижной ПУ);

– проверяют значения коэффициентов поточного ПП, установленные в СОИ; значения коэффициентов должны соответствовать значениям, указанным в свидетельстве о поверке поточного ПП;

– проверяют значения коэффициентов преобразования РМ, установленных в СОИ; значения коэффициентов преобразования должны соответствовать указанным в свидетельстве о предыдущей поверке поверяемого РМ.

А.6 Проведение поверки

А.6.1 Внешний осмотр.

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

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

Проверяют наличие всех маркировок (надписей и обозначений) РМ.

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

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

А.6.2 Опробование

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

А.6.3 Определение метрологических характеристик

Поверку РМ проводят при крайних значениях расхода, соответствующих верхнему и нижнему пределу требуемого диапазона измерений и, при необходимости, в поддиапазонах расхода, установленных с интервалом 20 % - 30 % от верхнего предела диапазона измерений

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 рабочих и резервного РМ.

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

Устанавливают требуемый расход Q_i (т/ч), значение которого контролируют по РМ.

После установления расхода запускают поршень, 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 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.

Проверяют выполнение условия

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

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

Принимают:

$$f \leq f_{вх\ max}, \quad (A.3)$$

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

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

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

А.7 Обработка результатов измерений

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

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

Вместимость калиброванного участка стационарной ТПУ (или передвижной ПУ) ($V_{np\ ij}^{ТПУ}$, м³) вычисляют по формуле

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

где $V_0^{ТПУ}$ – вместимость калиброванного участка стационарной ТПУ (или передвижной ПУ) при температуре 20 °С и избыточном давлении равном нулю, м³ (из свидетельства о поверке стационарной ТПУ (или передвижной ПУ));

α_t – коэффициент линейного расширения материала стенок стационарной ТПУ (или передвижной ПУ), °С⁻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 передвижную ПУ) соответственно, мм (из эксплуатационной документации на стационарную ТПУ (или передвижную ПУ));

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

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

где t_{ij}^{ex} и $t_{ij}^{вх}$ – значения температуры измеряемой среды, °С, 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

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

где P_{ij}^{ex} и $P_{ij}^{вх}$ – 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 (или передвижной ПУ) ($\rho_{npj}^{ПП}$, кг/м³) вычисляют по формуле

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

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

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

где $\rho_{ij}^{ПП}$ – плотность измеряемой среды, кг/м³, измеренная ПП при i -ом измерении в j -й точке диапазона расхода;

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

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

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

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

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

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

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

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

$\gamma_{ij}^{пп}$ – коэффициент сжимаемости нефти при температуре $t_{ij}^{пп}$, МПа⁻¹, который вычисляют по формуле

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Расчет плотности ρ_{15} продолжают до выполнения условия

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

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

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

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

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

где $\gamma_{ij}^{ТПУ}$ – коэффициент сжимаемости нефти при температуре $t_{ij}^{ТПУ}$, МПа⁻¹, который вычисляют по формуле

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

Допускается $\rho_{npj}^{ПП}$ вычислять по формуле

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

где $\beta_{ij}^{ТПУ}$ – коэффициент объемного расширения измеряемой среды, °С⁻¹, вычисляют по формуле

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

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

$$M_{ij}^{ps} = V_{npj}^{КП} \times \rho_{npj}^{ПП} \times 10^{-3}, \quad (A.23)$$

где $V_{npj}^{КП}$ – вместимость калиброванного участка компакт-прувера, м³, вычисляемая по формуле

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

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

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

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

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

$t_{ij}^{см}$ – 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 РМ 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 РМ 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

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

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

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

Проверяют выполнение следующего условия

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

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

Грубые промахи в полученных результатах измерений выявляют следующим образом

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

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

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

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

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

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

Если выполняется следующее условие

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

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 $S_j^{KF} < 0,001$, то принимают $S_j^{KF} = 0,001$.

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

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

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 РМ ($\Theta_{\Sigma k}$, %) при реализации градуировочной характеристики в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации для каждого k-го поддиапазона расхода вычисляют по формуле

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

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

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

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

где β_{\max} – максимальное значение, выбранное из ряда коэффициентов объемного расширения измеряемой среды, $1/^\circ\text{C}$, при всех измерениях в точках рабочего диапазона, вычисленных по формуле (A.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 РМ, % (из описания типа на ИВК);

Θ_k^{KF} – границы неисключенной систематической составляющей погрешности поверяемого РМ 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_z – граница составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленная нестабильностью нуля, % (из описания типа на РМ).

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

$$\delta_k = \begin{cases} Z_{(P)} \times (\Theta_{\Sigma k} + \varepsilon_k) & \text{при } 0,8 \leq \Theta_{\Sigma k} / S_k^{KF} \leq 8 \\ \Theta_{\Sigma k} & \text{при } \Theta_{\Sigma k} / S_k^{KF} > 8 \end{cases}, \quad (\text{A.39})$$

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

$\Theta_{\Sigma k} / S_k^{KF}$	0,5	0,75	1	2	3	4	5	6	7	8
$Z_{(P)}$	0,81	0,77	0,74	0,71	0,73	0,76	0,78	0,79	0,80	0,81

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

$$\varepsilon_k = t_{0,95} \times S_k^{KF}, \quad (\text{A.40})$$

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 рабочих и резервного РМ 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 РМ оформляют протоколами по форме Приложения Б.

Примечание: Допускается протокол поверки оформлять по форме, отличающейся от формы приведенной в Приложении Б.

При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке РМ по форме Приложения 1 к документу «Порядок проведения поверки средств измерений, требования 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 РМ KF_j в точках расхода.

На оборотной стороне свидетельства о поверке РМ указывают значения:

– диапазон измерений расхода (Q , т/ч), в котором поверен РМ;

– градуировочная характеристика РМ 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 разбиения	Значение расхода (Q_j , т/ч)	Значение частоты (f_j , Гц)	Значение коэффициента преобразования в точках разбиения (KF_j , имп/т)	Значение давления поверки в точках разбиения (P_j^{mac} , МПа)
1	$Q_1 =$	$f_1 =$	KF_1	P_1^{mac}
...
m	$Q_m =$	$f_m =$	KF_m	P_m^{mac}

– пределы допускаемой относительной погрешности РМ.

Знак поверки (оттиск поверительного клейма) наносят на свидетельство о поверке РМ и на две пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах РМ.

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

При отрицательных результатах поверки РМ 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, требования 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.

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 ($P_{ij}^{тпв}, P_{ij}^{тп}, P_j^{mac}$, МПа) записывают в протокол поверки после округления до двух знаков после запятой.

Значения температуры измеряемой среды ($t_{ij}^{тпв}, t_{ij}^{тп}$, °С) записывают в протокол поверки после округления до одного знака после запятой.

Значения вместимости калиброванного участка стационарной ТПУ (или передвижной ПУ) ($V_{npj}^{тпв}$, м³) записывают в протокол поверки после округления до шести знаков после запятой.

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

Значения массы измеряемой среды ($M_{ij}^{рз}$, 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 не более шести значащих цифр.

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

Таблица 3 – Результаты поверки

Точка расхода (j)	Q_j , т/ч	f_j , Гц	P_j^{max} , МПа	KF_j , имп/т	№ поддиапазона (k)	$Q_{k\ min}$, т/ч	$Q_{k\ max}$, т/ч	S_k^{KF} , %	Θ_k^{KF} , %	ε_k , %	$\Theta_{\Sigma k}$, %	δ_k , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
					1							
					...							
					m-1							

Заключение: РМ к дальнейшей эксплуатации _____ в качестве _____
годен или не годен рабочего и резервного

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	$\alpha_l, \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$	$E, \text{ МПа}$
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	$\alpha^{инв}, \alpha^{ст}, \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$	$E, \text{ МПа}$
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)	$1,44 \times 10^{-6}$	-