

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

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ГЦИ СИ –
Первый заместитель директора
по научной работе – заместитель
директора по качеству ФГУП «ВНИИР»



В.А. Фафурин

«29» апреля 2014 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 261
ПСП «Дебесы»

Методика поверки

МП 0138-14-2014

Казань
2014.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Загидуллин Р.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 261 ПСП «Дебесы» (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.

Т а б л и ц а 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	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 Средства поверки СИКН

2.1.1 Установка трубопоршневая «Сапфир МН», верхний предел диапазона измерений объемного расхода $100 \text{ м}^3/\text{ч}$, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,09 \%$.

2.1.2 Передвижная поверочная установка, верхний предел диапазона измерений объемного расхода не менее $100 \text{ м}^3/\text{ч}$, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05 \%$.

2.1.3 Плотномер автоматический МДЛ-1, диапазон измерений плотности от 650 до $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1 \text{ кг}/\text{м}^3$.

2.1.4 Плотномер МД-02, диапазон измерений плотности от 600 до $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1 \text{ кг}/\text{м}^3$.

2.1.5 Установка пикнометрическая, диапазон измерений плотности от 600 до $1100 \text{ кг}/\text{м}^3$, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1 \text{ кг}/\text{м}^3$.

2.1.6 Калибратор многофункциональный модели ASC300-R в комплекте с двумя внешними модулями АРМ-Н: АРМ015РGHG и АРМ03КРАHG, нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025 \%$ от верхнего предела измерений.

2.1.7 Калибратор температуры серии АТС-R модели АТС 156 (исполнение В), диапазон воспроизводимых температур от минус $27 \text{ }^\circ\text{C}$ до $155 \text{ }^\circ\text{C}$, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04 \text{ }^\circ\text{C}$.

2.1.8 Рабочий эталон единицы кинематической вязкости жидкости 1-го разряда, диаметры капилляров: 0,33, 0,48, 0,65, 0,97, 1,33 мм, относительная погрешность: 0,006 %, - 0,08 %, - 0,09 %, - 0,07 %, - 0,02 %.

2.1.9 Установка поверочная дистилляционная УПВН-2.01, диапазон воспроизведения объёмной доли воды от 0,01 % до 2,00 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 0,02 \%$.

2.1.10 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока $\pm 3 \text{ мкА}$ в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов $\pm 5 \times 10^{-4} \%$ в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке $\pm 2 \text{ имп.}$ в диапазоне от 20 до $5 \times 10^8 \text{ имп.}$

2.1.11 Средства поверки в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав СИКН.

2.1.12 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки средств измерений (СИ) утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной методике поверки.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

– Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «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», а также другими действующими отраслевыми нормативными документами (НД);

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

– правилами эксплуатации электроустановок;

– правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

4 Условия поверки

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

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

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

Т а б л и ц а 2 – Характеристики СИКН и 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 20 до 160
Избыточное давление нефти, МПа, не более	5,0
Температура нефти, °С	От плюс 5 до плюс 45
Плотность нефти в рабочих условиях, кг/м ³	От 820 до 920
Кинематическая вязкость нефти, мм ² /с (сСт), не более	25
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 описание типа на СИКН.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительных FloBoss 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.

6.2.3.1 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, ухудшающих внешний вид и препятствующих их применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать технической документации.

6.4 Опробование

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

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

6.4.3 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.

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

Наименование СИ	НД
Расходомеры-счетчики массовые ОПТИМАСС 7300 исполнения Т50	Приложение А настоящей методики поверки
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2403-97 (с изм. № 1 ÷ № 4) Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации; МИ 2816-2012 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	Канал вязкости поверяется в соответствии с методикой поверки, утвержденной ФГУП «ВНИИМС»; МИ 3302-2010 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки;
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 (с изм. № 1) Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 в комплекте с	Документ «Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки», утвержденный ФГУП ВНИИМС в октябре 2004 г.;

Наименование СИ	НД
преобразователями измерительными 644	ГОСТ 8.461-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки; МИ 2672-2005 Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения "В" фирмы АМТЕК Denmark A/S, Дания; МИ 2470-2000 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 2144, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы «Fisher Rosemount» США. Методика поверки.
Преобразователи давления измерительные ЕЖХ	ГСИ. Преобразователи давления измерительные ЕЖХ. Методика поверки МИ 1997-89 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки
ИВК	Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd.». Методика поверки
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки
Манометры для точных измерений МПТИ	МИ 2124-90 Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки
Счетчик нефти турбинный МИГ	Эксплуатационная документация БН.10-02РЭ раздел «Методика поверки», согласованная ГЦИ СИ ФГУП «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.; Инструкция. ГСИ. Расходомеры UFM 3030. Методика поверки. UFM 3030 И1; Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода. Методика поверки ультразвуковым преобразователем расхода на месте эксплуатации

6.5.2 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти.

При прямом методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН принимают равной относительной погрешности измерений массы нефти расходомером-счетчиком массовым ОПТИМАСС-7300 исполнения Т50.

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

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

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, %, вычисляемые 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 сходимостъ 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».

Воспроизводимость R метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости r .

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 ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений».

На оборотной стороне свидетельства указывают диапазон измерений массового расхода и пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы брутто нефти и массы нетто нефти.

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006.

Приложение А

Расходомеры-счетчики массовые ОPTIMASS 7300 исполнения Т50.

Методика поверки

Настоящее приложение распространяется на расходомеры-счетчики массовые ОPTIMASS 7300 исполнения Т50 (далее – РМ), входящих в состав системы измерений количества и показателей качества нефти № 261 ПСП «Дебесы» (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 $100 \text{ м}^3/\text{ч}$ и пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,09 \%$;
- передвижная ПУ с верхним пределом диапазона измерений объемного расхода не менее $100 \text{ м}^3/\text{ч}$ и пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05 \%$;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3 \text{ кг}/\text{м}^3$.
- контроллер измерительный FloBoss 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 $\pm 0,05 \%$;
- преобразователи давления измерительные EJX с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5 \%$;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 в комплекте с преобразователями измерительными 644 с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$.

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 нефти, МПа, не более	5,0
Температура нефти, °С	От плюс 5 до плюс 45
Плотность нефти в рабочих условиях, кг/м ³	От 820 до 920
Кинематическая вязкость нефти, мм ² /с (сСт), не более	25
Изменение температуры нефти за время одного измерения, °С	± 0,2
Отклонение значения массового расхода нефти от требуемого значения при установке расхода, %	± 5,0
Изменение значения массового расхода нефти за время одного измерения, %	± 2,5
Содержание свободного газа	Не допускается
Наличие внешних вибраций	Не допускается
Напряжение сети переменного тока, В	От 182 до 242
Частота питающего напряжения, Гц	От 49 до 51

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

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 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

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

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 коммуникатор или соответствующее программное обеспечение в память ПЭП вводят максимальное значение диапазона измерений расхода, установленного заводом-изготовителем для поверяемого РМ $Q_{\max}^{\text{зав}}$ (т/ч) и значение частоты f (Гц), условно соответствующее $Q_{\max}^{\text{зав}}$.

Принимают:

$$f \leq f_{\text{ex max}}, \quad (\text{A.3})$$

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

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

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

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}^{p3} , т), используя результаты измерений стационарной ТПУ (или передвижной ПУ) и ПП, по формуле

$$M_{ij}^{p3} = V_{np\ ij}^{\text{ТПУ}} \times \rho_{np\ ij}^{\text{ПП}} \times 10^{-3}, \quad (\text{A.5})$$

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

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

где $V_0^{\text{ТПУ}}$ – 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 таблицы В.1 приложения В настоящей методики поверки или эксплуатационной документации на стационарную ТПУ (или передвижную ПУ));

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

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));

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

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

где $t_{ij}^{\text{вх}}$ и $t_{ij}^{\text{вых}}$ – 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

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

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

$$\rho_{npj}^{ПП} = \rho_{ij}^{ПП} \times \left[1 + \beta_{ij} \times (t_{ij}^{ПП} - t_{ij}^{ТПУ}) \right] \times \left[1 + \gamma_{ij} (P_{ij}^{ТПУ} - P_{ij}^{ПП}) \right], \quad (A.9)$$

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

β_{ij} – коэффициент объемного расширения измеряемой среды, °С⁻¹, значение которого определяют по таблице Г.1 приложения Г Рекомендации по метрологии Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения»;

γ_{ij} – коэффициент сжимаемости измеряемой среды, МПа⁻¹, значение которого определяют по таблице В.1 приложения В Рекомендации по метрологии Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения»;

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

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

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

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

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

$$V_{npj}^{КП} = V_0^{КП} \times \left[1 + 2 \times \alpha^{mul} \times (t_{ij}^{КП} - 20) + \alpha^{cm} \times (t_{ij}^{cm} - 20) \right] \times \left(1 + \frac{0,95 \times D}{E \times s} \times P_{ij}^{КП} \right), \quad (A.11)$$

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);

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

$t_{ij}^{КП}$ и $P_{ij}^{КП}$ – 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, на котором установлены оптические сигнализаторы (детекторы), °С⁻¹, (из таблицы В.2 приложения В настоящей методики поверки или эксплуатационной документации);

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 РМ при i -ом измерении в j -й точке диапазона расхода (KF_{ij} , имп/т) по формуле

$$KF_{ij} = \frac{N_{ij}^{mac}}{M_{ij}^{ps}}, \quad (A.12)$$

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

$$KF_j = \frac{1}{n} \times \sum_{i=1}^n KF_{ij}; \quad (A.13)$$

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

$$S_k^{KF} = \frac{1}{KF_j} \times \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (KF_{ij} - KF_j)^2}{n-1}} \times 100; \quad (A.14)$$

Проверяют выполнение следующего условия

$$S_k^{KF} \leq 0,04 \% \quad (A.15)$$

При невыполнении условия (A.15) 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.15) снова не выполняется, то поверяемый РМ подлежит профилактическому осмотру.

Грубые промахи в полученных результатах измерений выявляют следующим образом

$$S_{KFkj} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (KF_{ij} - KF_j)^2}{n_j - 1}} \quad (A.16)$$

$$U = \frac{KF_{ij \max} - KF_j}{S_{KFkj}} \quad (A.17)$$

$$U = \frac{KF_j - KF_{ij \min}}{S_{KFkj}} \quad (A.18)$$

где S_{KFkj} – СКО результатов вычислений коэффициента преобразований в j -й точке k -го поддиапазона расхода;

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;

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

Если выполняется следующее условие

$$U \geq h, \quad (\text{A.19})$$

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 $S_{KFkj} < 0,001$, то принимают $S_{KFkj} = 0,001$.

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

$$\Theta_{\Sigma k} = 1,1 \times \sqrt{(\delta_{ТПУ})^2 + (\Theta_t)^2 + (\delta_{ПП})^2 + (\delta_k^{СОИ})^2 + (\Theta_k^{KF})^2 + (\Theta_z)^2}, \quad (\text{A.20})$$

где $\delta_{ТПУ}$ – пределы допускаемой относительной погрешности стационарной ТПУ (или передвижной ПУ), %, (из свидетельства о поверке стационарной ТПУ (или передвижной ПУ));

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

$$\Theta_t = \beta_{\max} \times \sqrt{(\Delta t_{ПП})^2 + (\Delta t_{ТПУ})^2} \times 100, \quad (\text{A.21})$$

где β_{\max} – максимальное значение, выбранное из ряда коэффициентов объемного расширения измеряемой среды, $1/^\circ\text{C}$, определенных согласно таблицы Г.1 приложения Г Рекомендации по метрологии Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения» по значениям плотности и температуры измеряемой среды при всех измерениях в точках рабочего диапазона;

$\Delta t_{ПП}, \Delta t_{ТПУ}$ – 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);

Θ_ρ – пределы допускаемой относительной погрешности ПП, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_\rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\min}} \times 100, \quad (\text{A.22})$$

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 контроллер измерительный FloBoss модели S600+);

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

$$\Theta_k^{KF} = \frac{1}{2} \times \left| \frac{KF_j - KF_{j+1}}{KF_j + KF_{j+1}} \right|_{(k)} \times 100. \quad (\text{A.23})$$

Θ_Z – граница составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленная нестабильностью нуля, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_Z = \frac{Z}{Q_{\min}} \times 100 \%, \quad (\text{A.24})$$

где Z – стабильность нуля РМ, т/ч (из описания типа на РМ);

Q_{\min} – минимальный расход измеряемой среды при условиях эксплуатации СИКН, т/ч.

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

$$\delta_k = \begin{cases} Z_{(P)} \times (\Theta_{\Sigma k} + \varepsilon_k) \text{ при } 0,8 \leq \Theta_{\Sigma k} / \frac{S_k^{KF}}{\sqrt{n}} \leq 8 \\ \Theta_{\Sigma k} \text{ при } \Theta_{\Sigma k} / \frac{S_k^{KF}}{\sqrt{n}} > 8 \end{cases}, \quad (\text{A.25})$$

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

Таблица А.3

$\Theta_{\Sigma k} / \frac{S_k^{KF}}{\sqrt{n}}$	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

$$\varepsilon_k = t_{0,95} \times \frac{S_k^{KF}}{\sqrt{n}}, \quad (\text{A.26})$$

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.

При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке РМ в соответствии с приложением 1 ПР 50.2.006–94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений».

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 ($P_{Пj}$, МПа)
1	$Q_1 =$	$f_1 =$	KF_1	$P_{П1}$
...
m	$Q_m =$	$f_m =$	KF_m	$P_{Пm}$

– пределы допускаемой относительной погрешности РМ.

При отрицательных результатах поверки РМ к дальнейшему применению не допускают. Свидетельство о поверке аннулируют, оттиск поверительного клейма гасят и оформляют извещение о непригодности РМ к дальнейшему применению в соответствии с приложением 2 ПР 50.2.006.

А.8.2 Проводят пломбирование РМ. Пломбирование (или паролирование) должно исключить возможность несанкционированного доступа в ПЭП и СОИ для изменения значений коэффициентов преобразований, определенных при поверке и введенных в память СОИ.

А.9 Точность представления результатов измерений и вычислений

Значение расхода (Q_{ij} , т/ч) округляют и записывают в протокол поверки с четырьмя значащими цифрами.

Количество импульсов (N_{ij}^{mac} , имп) измеряют и его значение записывают в протокол поверки с долями периодов с точностью до шести значащих цифр, если $N_{ij}^{mac} \leq 10\,000$. При $N_{ij}^{mac} > 10\,000$ допускается количество импульсов измерять и его значение записывать в протокол без долей периодов.

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

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

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

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

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

Значения коэффициента преобразования (KF_j , имп/т) записывают в протокол поверки после округления до трех знаков после запятой.

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.

Приложение Б
Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ № _____

поверки расходомера-счетчика массового ОПТИМАСС 7300 исполнения Т50

Место проведения поверки _____ наименование ПСП _____ наименование владельца ПСП _____
 Поверяемый РМ: сенсор _____, Ду _____ мм, зав. № _____; ПЭП _____; зав. № _____
 установлен на _____ модель _____
 Средства поверки: ТПУ типа _____ ИЛ № _____ Рабочая жидкость _____
 ПП типа _____, разряд _____, зав. № _____, дата поверки _____
 _____, зав. № _____, дата поверки _____

Таблица Б.1 – Исходные данные

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

Таблица Б.2 – Результаты единичных измерений и вычислений

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

Таблица Б.3 – Результаты поверки

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

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

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

Поверитель _____ наименование поверяющей организации _____ инициалы, фамилия
 _____ подпись _____

Дата поверки « ____ » _____ 20__ года

Приложение В

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