

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»



И.А. Фафурин

« 20 \_\_\_\_\_ г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 616  
ПСП «Белкамнефть»

Методика поверки

МП 0094-14-2013

г.р. 61733-15

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Загидуллин Р.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 616 ПСП «Белкамнефть» (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 500 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,09 %.

2.1.2 Передвижная поверочная установка, верхний предел диапазона измерений объемного расхода не менее 500 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %.

2.1.3 Плотномер автоматический МДЛ-1, диапазон измерений плотности от 650 до 1000 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,1 кг/м<sup>3</sup>.

2.1.4 Плотномер МД-02, диапазон измерений плотности от 600 до 1000 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,1 кг/м<sup>3</sup>.

2.1.5 Установка пикнометрическая, диапазон измерений плотности от 600 до 1100 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,1 кг/м<sup>3</sup>.

2.1.6 Калибратор многофункциональный модели ASC300-R в комплекте с двумя внешними модулями АРМ-Н: АРМ015PGHG и АРМ03КРАНГ, нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности ± 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 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,04 °С.

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 объемной доли воды от 0,01 % до 2,00 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности ± 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 ± 3 мкА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов ± 5×10<sup>-4</sup> % в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной

погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке  $\pm 2$  имп. в диапазоне от 20 до  $5 \times 10^8$  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:

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора №101 от 12.03.2013), Руководство 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 80 до 350
Избыточное давление нефти, МПа, не более	1,6
Температура нефти, °С	От плюс 5 до плюс 45
Плотность нефти в рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup>	От 850 до 950
Кинематическая вязкость нефти, мм <sup>2</sup> /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 <sup>3</sup> , 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 OPTIMASS 2300 исполнения S150	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»

Наименование СИ	НД
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»
Датчик температуры 3144Р	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.; 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-R 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 3051	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 показывающие для точных измерений МПТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры 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.; «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода. Методика поверки ультразвуковым преобразователем расхода на месте эксплуатации», утвержденная ФГУП «ВНИИР» в 2007 г.

Преобразователи давления измерительные 3051, предназначенные для измерения разности давления, подлежат калибровке по методике поверки, в случае отсутствия методики калибровки, не реже одного раза в год.

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 OPTIMASS 2300 исполнения S150 .

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  $\delta M_H$ , %, 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  $\Delta W_B$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в лаборатории, %, вычисляется по формуле (4);

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

$\Delta W_{XC}$  – 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/дм<sup>3</sup>;

$\rho_H^{XC}$  – плотность нефти при условиях измерений  $\varphi_{XC}$ , кг/м<sup>3</sup>;

$W_B$  – 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  $\varphi_{XC}$  – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>, 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 сходимост 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».

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**  
**OPTIMASS 2300 исполнения S150.**  
**Методика поверки**

Настоящее приложение распространяется на расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS 2300 исполнения S150 (далее – РМ), входящих в состав системы измерений количества и показателей качества нефти № 616 ПСП «Белкамнефть» (далее – СИКН) и устанавливает объем, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок рабочего 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:

- стационарную ТПУ с верхним пределом диапазона измерений объемного расхода  $500 \text{ м}^3/\text{ч}$  и пределами допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,09 \%$ ;
- передвижную поверочную установку (ПУ) с верхним пределом диапазона измерений объемного расхода не менее  $500 \text{ м}^3/\text{ч}$ , пределы 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  $\pm 0,25 \%$ , в точке расхода при вычислении расхода, объема, массы  $\pm 0,05 \%$ ;
- преобразователи давления измерительные 3051 с пределами допускаемой приведенной погрешности  $\pm 0,5 \%$ ;
- датчики температуры 3144Р 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	1,6
Температура нефти, °С	От плюс 5 до плюс 45
Плотность нефти в рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup>	От 850 до 950
Кинематическая вязкость нефти, мм <sup>2</sup> /с (сСт), не более	40
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 значения коэффициентов ПП, установленные в СОИ; значения коэффициентов должны соответствовать значениям, указанным в свидетельстве о поверке ПП;
- проверяют значения коэффициента коррекции, установленного в РМ и СОИ; значение коэффициента коррекции должно соответствовать указанному 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 компьютера автоматизированного рабочего места оператора СИКН изменяются соответствующим образом (увеличиваются или уменьшаются).

#### А.6.3 Определение метрологических характеристик

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

Запускают 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.

### А.7. Обработка результатов измерений

Для каждого измерения вычисляют значение массы измеряемой среды ( $M_{0ij}$ , т), используя результаты измерений стационарной ТПУ (или передвижной ПУ) и ПП, по формуле

$$M_{0ij} = V_{ij}^{ТПУ} \times \rho_{ij}^{ПП} \times 10^{-3}, \quad (A.1)$$

где  $V_{ij}^{ТПУ}$  – вместимость калиброванного участка стационарной ТПУ (или передвижной ПУ), м<sup>3</sup>, приведенная к рабочим условиям (температуре и давлению измеряемой среды) в стационарной ТПУ (или передвижной ПУ) при i-ом измерении в j-ой точке диапазона расхода;

$\rho_{ij}^{ПП}$  – плотность измеряемой среды, кг/м<sup>3</sup>, измеренная ПП и приведенная к рабочим условиям в стационарной ТПУ (или передвижной ПУ) при i-ом измерении в j-ой точке диапазона расхода.

Вместимость калиброванного участка стационарной ТПУ (или передвижной ПУ) ( $V_{ij}^{ТПУ}$ , м<sup>3</sup>) вычисляют по формуле

$$V_{ij}^{ТПУ} = V_0^{ТПУ} \times \left[ 1 + 3 \times \alpha \times (t_{ij}^{ТПУ} - 20) \right] \times \left( 1 + \frac{0,95 \times D}{E \times s} \times P_{ij}^{ТПУ} \right), \quad (A.2)$$

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

$\alpha$  – коэффициент линейного расширения материала стенок стационарной ТПУ (или передвижной ПУ),  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ , (из эксплуатационной документации на стационарную ТПУ (или передвижную ПУ));

$E$  – модуль упругости материала стенок стационарной ТПУ (или передвижной ПУ), МПа, (из эксплуатационной документации на стационарную ТПУ (или передвижную ПУ));

$D$  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  $j$ -ой точке диапазона расхода, вычисляемое по формуле

$$t_{ij}^{ТПУ} = \frac{t_{ij}^{ex} + t_{ij}^{six}}{2}, \quad (\text{A.3})$$

где  $t_{ij}^{ex}$  и  $t_{ij}^{six}$  – 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  $j$ -ой точке диапазона расхода;

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

$$P_{ij}^{ТПУ} = \frac{P_{ij}^{ex} + P_{ij}^{six}}{2}, \quad (\text{A.4})$$

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

Плотность измеряемой среды ( $\rho_{ij}^{ПП}$ ,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ) вычисляют по формуле

$$\rho_{ij}^{ПП} = \rho_{ij} \times \left[ 1 + \beta_{ij} \times (t_{ij}^{ПП} - t_{ij}^{ТПУ}) \right] \times \left[ 1 + \gamma_{ij} (P_{ij}^{ТПУ} - P_{ij}^{ПП}) \right], \quad (\text{A.5})$$

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

$\beta_{ij}$  – коэффициент объемного расширения измеряемой среды,  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ , 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»;

$\lambda_{ij}$  – коэффициент сжимаемости измеряемой среды,  $\text{МПа}^{-1}$ , 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  $j$ -ой точке диапазона расхода,  $^{\circ}\text{C}$ ;

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

Для каждого измерения вычисляют значение массы измеряемой среды ( $M_{ij}$ , г), измеренной РМ, по формуле

$$M_{ij} = \frac{N_{ij}}{K} \times MF, \quad (\text{A.6})$$

где  $N_{ij}$  – количество импульсов, поступившее с РМ в СОИ при  $i$ -ом измерении в  $j$ -ой точке диапазона расхода, имп.;

$K$  – коэффициент преобразования, соответствующий максимальному расходу РМ, имп/т, ( $K = 50000,00$  имп/т), определяемый по формуле

$$K = \frac{f_{\max} \times 3600}{Q_{\text{PMmax}}}, \quad (\text{A.7})$$

где  $f_{\max}$  – максимальная частота выходного сигнала поверяемого РМ, соответствующая максимальному массовому расходу РМ, Гц;

$Q_{\text{PMmax}}$  – максимальный массовый расход поверяемого РМ, т/ч.

$MF$  – коэффициент коррекции РМ, установленный в СОИ по результатам предыдущей поверки во всем диапазоне измерений массового расхода.

Для каждого измерения вычисляют значение коэффициента коррекции ( $MF'_{\text{PM}ij}$ ), полученное по результатам текущей поверки, при  $i$ -ом измерении в  $j$ -ой точке диапазона расхода по формуле

$$MF'_{\text{PM}ij} = \frac{M_{0ij}}{M_{ij}} \times MF; \quad (\text{A.8})$$

Для каждого значения расхода вычисляют среднее значение коэффициента коррекции РМ ( $MF'_{\text{PM}j}$ ) в  $j$ -ой точке диапазона расхода по формуле

$$MF'_{\text{PM}j} = \frac{1}{n} \times \sum_{i=1}^n MF'_{\text{PM}ij}; \quad (\text{A.9})$$

Для каждого значения расхода вычисляют среднее квадратическое отклонение (СКО) результатов измерений ( $S(MF'_{\text{PM}j})$ , %) в  $j$ -ой точке диапазона расхода по формуле

$$S(MF'_{\text{PM}j}) = \frac{1}{MF'_{\text{PM}j}} \times \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (MF'_{\text{PM}ij} - MF'_{\text{PM}j})^2}{n-1}} \times 100; \quad (\text{A.10})$$

Проверяют выполнение следующего условия

$$S(MF'_{\text{PM}j}) \leq 0,04 \% \quad (\text{A.11})$$

При невыполнении условия (A.11) 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.11) снова не выполняется, то поверяемый РМ подлежит профилактическому осмотру.

Грубые промахи в полученных результатах измерений выявляют следующим образом

$$S_{MFj} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (MF'_{\text{PM}ij} - MF'_{\text{PM}j})^2}{n-1}} \quad (\text{A.12})$$

$$U = \frac{MF'_{PM\ ij\ max} - MF'_{PM\ j}}{S_{MFj}} \quad (A.13)$$

$$U = \frac{MF'_{PM\ j} - MF'_{PM\ ij\ min}}{S_{MFj}} \quad (A.14)$$

где  $S_{MFj}$  – СКО результатов измерений, необходимое для определения грубых промахов в полученных результатах измерений;

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

$MF'_{PM\ ij\ max}$  – коэффициент коррекции поверяемого РМ, имеющий максимальное значение, в  $j$ -ой точке диапазона расхода;

$MF'_{PM\ ij\ min}$  – коэффициент коррекции поверяемого РМ, имеющий минимальное значение, в  $j$ -ой точке диапазона расхода.

Если выполняется следующее условие

$$U \geq h, \quad (A.15)$$

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

Вычисляют коэффициент коррекции РМ во всем диапазоне измерений массового расхода ( $MF'_{PM}$ ) по формуле

$$MF'_{PM} = \frac{1}{m} \times \sum_{j=1}^m MF'_{PM\ j}, \quad (A.16)$$

где  $m$  – количество точек расхода.

В  $j$ -ой точке диапазона расхода границы составляющей неисключенной систематической погрешности поверяемого РМ ( $\Theta_{Kj}$ , %) вычисляют по формуле

$$\Theta_{Kj} = \frac{MF'_{PM\ j} - MF'_{PM}}{MF'_{PM}} \times 100; \quad (A.17)$$

В диапазоне измерений массового расхода границы неисключенной систематической погрешности измерений РМ ( $\Theta_{\Sigma PM}$ , %) вычисляют по формуле

$$\Theta_{\Sigma PM} = 1,1 \times \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_p^2 + \delta_{COI}^2 + \Theta_{K\ j\ max}^2 + \Theta_Z^2}, \quad (A.18)$$

где  $\Theta_{\Sigma 0}$  – граница суммарной составляющей неисключенной систематической погрешности стационарной ТПУ (или передвижной ПУ), %, (из свидетельства о поверке стационарной ТПУ (или передвижной ПУ));

$\Theta_{V0}$  – граница составляющей неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости стационарной ТПУ (или передвижной ПУ), %, (из свидетельства о поверке стационарной ТПУ (или передвижной ПУ));

$\Theta_t$  – граница составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_t = \beta_{\max} \times \sqrt{\Delta t_{ПП}^2 + \Delta t_{ТПУ}^2} \times 100, \quad (\text{A.19})$$

где  $\beta_{\max}$  – 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 ПП и стационарной ТПУ (или передвижной ПУ) соответственно,  $^\circ\text{C}$ , (из свидетельства о поверке средств измерений температуры);

$\Theta_\rho$  – граница составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений плотности, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho_{\min}} \times 100, \quad (\text{A.20})$$

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

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

$\delta_{СОИ}$  – пределы допускаемой относительной погрешности при вычислении поправочного коэффициента РМ (коэффициента коррекции), % (из описания типа на контроллер измерительный FloBoss модели S600+);

$\Theta_{Kj\max}$  – граница составляющей неисключенной систематической погрешности поверяемого РМ, обусловленной усреднением коэффициента коррекции и имеющей максимальное значение в диапазоне измерений массового расхода, %, вычисляемая по формуле

$$\Theta_{Kj\max} = \max(\Theta_{K1}, \Theta_{K2}, \dots, \Theta_{Km}), \quad (\text{A.21})$$

где  $\Theta_{K1}, \Theta_{K2}, \dots, \Theta_{Km}$  – значения границы составляющей неисключенной систематической погрешности в точках диапазона расхода, %;

$\Theta_z$  – граница составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленная стабильностью нуля, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_z = \frac{Z}{Q_{\min}} \times 100 \%, \quad (\text{A.22})$$

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

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

СКО среднего значения в диапазоне измерений массового расхода вычисляют по формуле

$$S = \frac{S(MF'_{PMj})_{\max}}{\sqrt{n}}, \quad (\text{A.23})$$

где  $S(MF'_{PMj})_{\max}$  – СКО результатов измерений, имеющее максимальное значение в диапазоне измерений массового расхода, %, определяют по формуле

$$S(MF'_{PMj})_{\max} = \max(S(MF'_{PM1}), S(MF'_{PM2}), \dots, S(MF'_{PMn})), \quad (A.24)$$

где  $S(MF'_{PM1}), S(MF'_{PM2}), \dots, S(MF'_{PMn})$  – значения СКО в точках диапазона расхода, %.

$n$  – количество измерений в точке диапазона расхода.

Относительную погрешность РМ в диапазоне измерений массового расхода ( $\delta_{PM}$ , %) в диапазоне измерений массового расхода определяют следующим образом

$$\delta_{PM} = \begin{cases} K \times S_{\Sigma} & \text{при } 0,8 \leq \Theta_{\Sigma PM} / S \leq 8 \\ \Theta_{\Sigma PM} & \text{при } \Theta_{\Sigma PM} / S > 8 \end{cases} \quad (A.25)$$

где  $K$  – коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей, вычисляют по формуле

$$K = \frac{\Theta_{\Sigma PM} + \varepsilon}{S_{\Theta_{\Sigma PM}} + S}, \quad (A.26)$$

где  $\varepsilon$  – граница случайной составляющей погрешности РМ, %, вычисляют по формуле

$$\varepsilon = t_{0,95} \times S, \quad (A.27)$$

где  $t_{0,95}$  – квантиль распределения Стьюдента при доверительной вероятности  $P = 0,95$ , выбирают из таблицы А.3;

$S_{\Theta_{\Sigma PM}}$  – СКО суммы составляющих неисключенной систематической погрешности, %, вычисляют по формуле

$$S_{\Theta_{\Sigma PM}} = \sqrt{\frac{1}{3} \times (\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_p^2 + \delta_{COI}^2 + \Theta_{Kj \max}^2 + \Theta_Z^2)} \quad (A.28)$$

$S_{\Sigma}$  – оценка суммарного СКО результатов измерений, %, вычисляют по формуле

$$S_{\Sigma} = \sqrt{S_{\Theta_{\Sigma PM}}^2 + S^2}. \quad (A.29)$$

Таблица А.3

$n$	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 рабочего и резервного РМ считают положительными, если пределы допускаемой относительной погрешности не превышают  $\pm 0,25$  %.

### А.8. Оформление результатов поверки

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 коэффициент коррекции РМ в диапазоне измерений массового расхода ( $MF'_{PM}$ ).

На обратной стороне свидетельства о поверке РМ указывают значения рабочего диапазона расхода ( $Q$ , т/ч), коэффициент преобразования РМ ( $K$ , имп/т), коэффициент



коррекции РМ в диапазоне измерений массового расхода ( $MF'_{PM}$ ), вводимый по результатам поверки и пределы допускаемой относительной погрешности РМ.

При отрицательных результатах поверки оформляют извещение о непригодности РМ в соответствии с приложением 2 ПР 50.2.006–94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений».

**Приложение Б**  
**Форма протокола поверки РМ**

**Протокол № \_\_\_\_\_**

**поверки РМ по каналу измерений массы**

Тип сенсора расхода	ОРТИМАСС 2300 исполнение S150			Заводской №		
Тип электронного преобразователя	MFC-300			Заводской №		
Тип ТПУ	Сапфир МН-500-4,0			Заводской № 27		
Место проведения поверки	СИКН № 616 ПСП «Белкамнефть»					
Рабочая жидкость	нефть					
Коэффициент РМ К=50000,000 имп/т						

**Исходные данные**

$V_0, м^3$	$D, мм$	$S, мм$	$E, МПа$	$\alpha, °C^{-1}$	$\beta_{15}, °C^{-1}$	$Z, т/ч$	$\Theta_{\Sigma 0}, \%$	$\delta_{СОИ}, \%$	$\Theta_{V0}, \%$	$t_{0,95}$	$MF$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

**Результаты измерений**

№ изм.	$Q_j, т/ч$	$t^{III}, °C$	$t^{IV}, °C$	$P^{IV}, МПа$	$P^{III}, МПа$	$N, имп$	$V^{IV}, м^3$	$\rho^{III}, кг/м^3$	$M_0, т$	$M, т$	$MF'_{PMij}$	$MF'_{PMj}$	$S(MF'_{PMj}), \%$	$\Theta_{Kj}, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1														
...														
n														

**Результаты поверки в диапазоне измерений**

№ точки	$Q_j, т/ч$	$MF'_{PM}$	$\Theta_i, \%$	$\Theta_\rho, \%$	$\Theta_Z, \%$	$\Theta_{Kjmax}, \%$	$\Theta_{\Sigma PM}, \%$	$S, \%$	$\epsilon, \%$	$S_{\Theta_{\Sigma PM}}, \%$	$K$	$\delta_{PM}, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13	14

Должность лица, проводившего поверку \_\_\_\_\_

Дата проведения поверки \_\_\_\_\_

Подпись \_\_\_\_\_

И.О. Фамилия \_\_\_\_\_