

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ВСЕРОССИЙСКИЙ  
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ  
им. Д.И. МЕНДЕЛЕЕВА»

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ -  
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ  
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ  
ИМ. Д.И. МЕНДЕЛЕЕВА»  
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

СОГЛАСОВАНО

Заместитель директора филиала

А.С. Тайбинский



«15» 04 2025г.

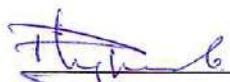
Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 1015  
(ОСНОВНАЯ СХЕМА УЧЕТА)

Методика поверки

МП 1735-14-2025

Начальник научно-исследовательского  
отдела

 Р.Р. Нурмухаметов

Тел.: +7 (843) 299-72-00

г. Казань  
2025 г.

## 1 Общие положения

1.1 Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 1015 (основная схема учета) (далее – система) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию и периодической поверки при эксплуатации, а также после ремонта.

1.2 Поверка системы в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единиц массы от рабочего эталона 2-го разряда в соответствии с действующей Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, что обеспечивает прослеживаемость к Государственному первичному эталону единицы массы (килограмма) ГЭТ 3-2020 или к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019. Поверка системы осуществляется методом косвенных измерений.

1.3 Метрологические характеристики средств измерений из состава системы подтверждаются сведениями о положительных результатах поверки, содержащихся в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФОЕИ).

1.4 Если очередной срок поверки средства измерений из состава системы наступает до очередного срока поверки системы, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки средства измерений, то поверяют только это средство измерений, при этом внеочередную поверку системы не проводят.

1.5 Допускается проведение поверки системы в части отдельных измерительных каналов (ИК) в соответствии с заявлением владельца системы.

1.6 В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Диапазон измерений массового расхода измеряемой среды, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы измеряемой среды, %	
	от 80 до 480	±0,25 (брутто)

## 2 Перечень операций поверки

2.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2

Наименование операции	Номер раздела (пункта) методики поверки	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений	6	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	7	Да	Да
Проверка программного обеспечения средства измерений	8	Да	Да
Определение метрологических характеристик	9	Да	Да

Продолжение таблицы 2

Наименование операции	Номер раздела (пункта) методики поверки	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка результатов поверки средств измерений, входящих в состав системы	9.1	Да	Да
Контроль метрологических характеристик ИВК	9.2.1	Да	Да
Контроль метрологических характеристик ИК массы (массового расхода) нефти	9.2.2	Да	Да
Контроль метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	9.3	Да	Да
Оформление результатов поверки	10	Да	Да

2.2 Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку не проводят.

### 3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку системы проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или в фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в ФИФОЕИ. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа системы.

3.2 Характеристики системы и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в описании типа системы. Проверку соответствия параметров измеряемой среды проводят на основании данных, предоставленных оперативным персоналом системы (отчет, паспорт качества) и визуального контроля на дисплее компьютера автоматизированного рабочего места оператора.

3.3 Определение метрологических характеристик контроллеров измерительных FloBoss модели S600+ (далее – ИВК) проводят при следующих условиях:

- температура окружающего воздуха, °С от 15 до 28;
- относительная влажность, %, не более 80;
- атмосферное давление, кПа от 84,0 до 106,7;
- изменение температуры окружающей среды за время поверки, °С, не более 2.

3.4 Определение метрологических характеристик ИК массы (массового расхода) нефти проводят на месте эксплуатации в условиях эксплуатации системы.

Изменение температуры измеряемой среды за время одного измерения не должно превышать  $\pm 0,2$  °С.

Примечание - Время одного измерения: время одного прохождения шаровым поршнем калиброванного участка ТПУ от детектора, установленного в начале калиброванного участка, до детектора, установленного в конце калиброванного участка и обратно.

Изменение расхода измеряемой среды в процессе определения метрологических характеристик от установленного значения (в точке расхода) не должно превышать  $\pm 2,5$  %.

3.5 При соблюдении условий 3.1-3.4 считают, что факторы, которые могут оказать влияние на точность результатов измерений при поверке, отсутствуют.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 3.

Таблица 3

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
п. 9.2.1	Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А (приказ № 2091 от 01.10.2018).	Устройство поверки вторичной аппаратуры, систем измерений количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов и газа «УПВА-Эталон» (далее – устройство поверки вторичной аппаратуры), регистрационный № 29220-05.
	Рабочий эталон 4-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока (приказ № 3456 от 30.12.2019)	Калибратор-измеритель унифицированных сигналов эталонный ИКСУ-260 исп. ИКСУ-260Ех (далее – калибратор), регистрационный № 35062-07.
	Рабочий эталон 5-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений времени и частоты (приказ № 2360 от 26.09.2022)	Генератор сигналов произвольной формы АКПП-3402 (далее – генератор сигналов), регистрационный № 40102-08.
	Рабочий эталон 3-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока (приказ № 3456 от 30.12.2019)	Магазин сопротивления Р4831 (далее – магазин сопротивления), регистрационный № 6332-77.
	Средства измерений параметров окружающей среды: - температуры в диапазоне значений от 5 °С до 40°С с абсолютной погрешностью не более $\pm 0,3^{\circ}\text{C}$ ; - относительной влажности в диапазоне значений от 0 % до 80 % с абсолютной погрешностью не более $\pm 2 \%$ ; - атмосферного давления в диапазоне от 84,0 до 106,7 кПа с абсолютной погрешностью не более $\pm 0,3$ кПа. Персональный компьютер с программным обеспечением Config 600.	Термогигрометр ИВА-6 модификации ИВА-6Н-Д (далее – термогигрометр), регистрационный № 46434-11

Продолжение таблицы 3

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
п. 9.2.2	Рабочий эталон 2-го разряда (установка трубопоршневая) в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости (приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356) с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1\%$	Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее - ТПУ), регистрационный № 20054-12
Примечание – Допускается применение других средств поверки, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.		

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении работ соблюдают требования, определяемые документами:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534), руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 № 784), а также другие действующие отраслевые документы;

- в области пожарной безопасности – Федеральный закон от 22.06.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок», утвержденные Приказом Министерства труда России от 15.12.2020 № 903н;

- в области охраны окружающей среды Федеральным законом от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ;

- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации.

Средства поверки и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении поверки, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.0-2019 «Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования».

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

Выполнение работ прекращают при обнаружении течи в сварных и фланцевых соединениях оборудования системы.

5.2 Площадка системы должна содержаться в чистоте без следов измеряемой среды и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения, согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

5.3 Выполнение работ прекращают при обнаружении течи измеряемой среды в сварных, резьбовых и фланцевых соединениях оборудования системы.

## 6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

- состав системы должен соответствовать составу, указанному в эксплуатационном документе системы (инструкции по эксплуатации);

- на средствах измерений, входящих в состав системы, не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих применению системы;

- надписи и обозначения на средствах измерений системы должны быть четкими и соответствовать их эксплуатационным документам.

6.2 Результаты внешнего осмотра считают положительными, если выполняются вышеперечисленные требования. Если данные условия не выполняются, устраняют причины невыполнения, после чего повторно проводят проверку внешнего вида, маркировки и комплектности системы.

6.3 Система, не прошедшая внешний осмотр, к дальнейшей поверке не допускается до устранения выявленных несоответствий.

## 7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

### 7.1 Подготовка к поверке

#### 7.1.1 Подготовка к поверке системы

Подготовку средств поверки и системы осуществляют в соответствии с их эксплуатационными документами.

Проверяют в ФИФОЕИ наличие информации о положительном результате поверки средств поверки, а также наличие на средствах поверки действующих знаков поверки, если это предусмотрено их описанием типа или методикой поверки.

Для средств поверки, аттестованных в качестве эталонов, в ФИФ ОЕИ проверяют информацию об аттестации.

Проверяют комплектность эксплуатационных документов на средства измерений из состава системы.

#### 7.1.2 Подготовка к определению метрологических характеристик ИВК

Перед определением метрологических характеристик ИВК выполняют следующие подготовительные работы:

- проверяют комплектность эксплуатационных документов на ИВК;

- подключают средства поверки к ИВК в соответствии с эксплуатационными документами.

7.1.3 Подготовка к определению метрологических характеристик ИК массы (массового расхода) нефти

При необходимости, используя соответствующие коммуникатор или программное обеспечение, проводят конфигурирование счетчиков-расходомеров массовых MicroMotion

модификации СМФ 400 (далее – СРМ), входящие в состав ИК массы (массового расхода) нефти, в соответствии с инструкцией по эксплуатации СРМ.

Собирают гидравлическую схему и проводят проверку на герметичность.

Технологические переключения необходимые для определения метрологических характеристик ИК массы (массового расхода) нефти проводят с соблюдением требований инструкции по эксплуатации системы.

Проверяют закрытое положение (при необходимости закрывают) дренажных и воздушных вентилях (кранов), установленных на технологических трубопроводах системы, ТПУ.

Устанавливают любое значение расхода в пределах рабочего диапазона ИК массы (массового расхода) нефти, в технологической схеме создают максимальное рабочее давление, которое может быть при определении метрологических характеристик ИК массы (массового расхода) нефти. Систему считают герметичной, если в течение 10 минут после создания давления не наблюдается течи измеряемой среды через фланцевые соединения, через сальники технологических задвижек (шаровых кранов), дренажных и воздушных вентилях (кранов).

Проверяют отсутствие протечек измеряемой среды через запорные органы задвижек (шаровых кранов), дренажных и воздушных вентилях (кранов) при их закрытом положении. В случае отсутствия возможности проверки герметичности запорных органов задвижек, вентилях (кранов) или при установлении наличия протечек, во фланцевые соединения устанавливают металлические заглушки.

Проводят проверку герметичности (отсутствия протечек измеряемой среды) узла переключения направления потока измеряемой среды (четырёхходового крана) согласно эксплуатационной документации ТПУ. Для двунаправленных ТПУ проверку проводят в обоих направлениях движения шарового поршня.

Проверяют отсутствие воздуха (газа) в технологической схеме. При любом значении расхода (в рабочем диапазоне) проводят несколько пусков шарового поршня ТПУ. Открывая воздушные вентиля, установленные на ТПУ, на верхних точках технологической схемы, в БИК, проверяют наличие воздуха (газа), при необходимости воздух (газ) выпускают. Считают, что воздух (газ) в технологической схеме отсутствует, если из вентилях вытекает струя измеряемой среды без пузырьков воздуха (газа).

Контролируют стабилизацию температуры измеряемой среды в технологической схеме, для чего при любом расходе проводят несколько последовательных пусков шарового поршня ТПУ. Температуру считают стабильной, если за один проход поршня изменение температуры не превышает  $\pm 0,2$  °С.

Подготавливают средства поверки к определению метрологических характеристик ИК массы (массового расхода) нефти согласно инструкциям по их эксплуатации.

Проводят установку нуля СРМ согласно инструкции по эксплуатации СРМ.

В ИВК и (или) компьютер автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора проверяют достоверность и правильность ранее введенных исходных данных.

## 7.2 Опробование

### 7.2.1 Опробование системы.

При опробовании системы проверяют действие и взаимодействие компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на компонентах (средствах измерений, технологическом оборудовании) системы и средствах поверки;

- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК путем визуального контроля текущих значений измеряемых величин (температуры, давления, плотности, объемного содержания воды, расхода в измерительных линиях и блоке измерений показателей качества) на дисплее ИВК и на дисплее компьютера автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора.

Результат опробования считают положительным, если:

- компоненты системы функционируют и взаимодействуют в штатном режиме и обеспечены электропитанием;

- на дисплее ИВК и на дисплее компьютера АРМ оператора наблюдаются изменения измеряемых величин.

#### 7.2.2 Опробование при определении метрологических характеристик ИВК

Проверяют работоспособность ИВК и средств поверки в соответствии с эксплуатационными документами на них. Подают на соответствующий вход ИВК, используя средства поверки, входной сигнал и изменяют его. Убеждаются во вводе и обработке входного сигнала ИВК, контролируя значения параметров на дисплее ИВК.

Результат считают положительным, если на дисплее ИВК наблюдаются изменения измеряемого параметра.

7.2.3 Опробование при определении метрологических характеристик ИК массы (массового расхода) нефти.

Проверяют индикацию на дисплее ИВК или на мониторе компьютера АРМ оператора текущих значений: температуры (°С) и давления (МПа) измеряемой среды в ТПУ, измеряемых соответствующими средствами измерений температуры и давления.

Устанавливают любое значение расхода в пределах рабочего диапазона, запускают шаровой поршень ТПУ и проводят пробное измерение.

При прохождении шаровым поршнем детектора «старт» в ИВК начинается отсчет нарастающих значений:

- количества импульсов, генерируемых СРМ (имп.);

- времени прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ (с).

При прохождении поршнем детектора «стоп» в ИВК отсчет нарастающих значений перечисленных параметров прекращается.

**Примечание** - При использовании двунаправленной ТПУ ИВК отсчитывает нарастающие значения параметров, за периоды прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ в прямом и обратном направлениях. В этом случае ИВК не отсчитывает значения перечисленных параметров за период времени от момента прохождения поршнем детектора в прямом направлении до момента прохождения этого же детектора в обратном направлении после переключения направления потока.

Результат считают положительным, если на дисплее ИВК наблюдаются изменения измеряемых величин.

### 8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения (ПО) системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

Для проверки идентификационных данных ПО системы выполняют следующие операции:

а) в главном меню ИВК нажать клавишу «5» выбрать пункт меню 5. SYSTEM SETTINGS;

б) нажатием клавиши «7» выбрать пункт меню 7. SOFTWARE VERSION;

в) нажатием клавиши «→» (стрелка вправо) получить идентификационные данные со следующих экранов:

1) CONTROL VERSION

FILE CSUM – контрольные суммы;

SW: xxxx

2) CONTROL VERSION

APPLICATION SW– версия ПО.

Сведения о ПО отобразятся на дисплее ИВК.

Результат подтверждения соответствия ПО системы считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО системы (идентификационное наименование, номер версии и цифровой идентификатор) соответствуют идентификационным данным, указанным в описании типа системы.

## 9 Определение метрологических характеристик

### 9.1 Проверка результатов поверки средств измерений, входящих в состав системы

9.1.1 Проверяют у средств измерений из состава системы (за исключением ИВК и СРМ), находящихся в эксплуатации на момент проведения поверки системы, наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФ ОЕИ, действующих знаков поверки, если их нанесение предусмотрено описанием типа данных средств измерений, и (или) свидетельств о поверке, или записи в паспортах (формулярах), заверенных подписью поверителя и знаком поверки.

Перечень средств измерений из состава системы приведен в описании типа системы.

Входящие в состав системы средства измерений на момент проведения поверки системы должны быть поверены в соответствии с методиками на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных средств измерений.

Результат проверки считают положительным, если средства измерений из состава системы, имеют запись в ФИФОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки и (или) свидетельства о поверки или записи в паспортах (формулярах).

### 9.2 Определение метрологических характеристик

#### 9.2.1 Контроль метрологических характеристик ИВК.

Контроль метрологических характеристик, ИВК находящихся в эксплуатации на момент поверки системы, проводится в соответствии с приложением А настоящей методики поверки.

Результат считают положительным, если подтверждены метрологические характеристики ИВК:

- основная приведенная погрешность при измерении аналоговых сигналов (силы тока) 4-20 мА не превышает  $\pm 0,04$  %;

- абсолютная погрешность при измерении импульсных сигналов не превышает 1 имп. на 10000 имп.;

- относительная погрешность при измерении времени не превышает  $\pm 0,01$  %;

- относительная погрешность при вычислении массы брутто нефти не превышает  $\pm 0,01$  %;

- относительная погрешность при вычислении массы нетто нефти не превышает  $\pm 0,01$  %;

- относительная погрешность при вычислении поправочного коэффициента (MF) СРМ при поверке по трубопоршневой поверочной установке (ТПУ) не превышает  $\pm 0,025$  %;

- относительная погрешность при вычислении MF СРМ при поверке по контрольному массовому преобразователю расхода (далее – КСРМ) не превышает  $\pm 0,025$  %;

- относительная погрешность при вычислении плотности нефти не превышает  $\pm 0,01$  %.

9.2.2 Контроль метрологических характеристик ИК массы (массового расхода) нефти.

Контроль метрологических характеристик проводится в соответствии с приложением Б настоящей методики поверки.

Результат считают положительным, если подтверждены метрологические характеристики:

- диапазон измерений расхода соответствует от 80 до 300 т/ч;

- относительная погрешность рабочего СРМ не превышает  $\pm 0,25$  %;

- относительная погрешность контрольно-резервного СРМ не превышает  $\pm 0,20$  %.

9.3 Контроль метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов поверки согласно по 9.1, 9.2 настоящей методики поверки относительная погрешность измерений массы брутто (нетто) измеряемой среды не превышает установленные пределы  $\pm 0,25$  % ( $\pm 0,35$  %), а систему считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа.

10 Оформление результатов поверки

10.1 Результаты поверки системы оформляют протоколом согласно приложению В.

Сведения о результатах поверки системы передаются в ФИФОЕИ аккредитованным на поверку лицом, проводящим поверку.

10.2 При положительных результатах поверки система признается пригодной к применению.

В соответствии с технической документацией в ИВК вводят полученные по результатам определения метрологических характеристик значения коэффициентов коррекции (MF) СРМ.

По письменному заявлению лица, представившего систему на поверку, оформляют свидетельство о поверке системы в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) измеряемой среды.

К свидетельству о поверке системы прикладывают:

- перечень средств измерений, входящих в состав системы, с указанием их заводских номеров (рекомендуемая форма протокола приведена в приложении Г);

- протокол поверки системы.

Знак поверки наносится на:

- свидетельство о поверке системы (в случае его оформления);

- пломбы, установленные на контровочной проволоке согласно схеме, приведенной в описании типа системы.

10.3 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают. По письменному заявлению лица, представившего систему на поверку, оформляют извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

10.4 При поверке системы в части отдельного ИК массы (массового расхода) нефти оформляют протокол поверки системы только в части ИК массы (массового расхода) нефти согласно приложению В.

Сведения о результатах поверки, лицом, проводившим поверку системы, передаются в ФИФ ОЕИ.

В соответствии с технической документацией, в ИВК вводят полученные по результатам определения метрологических характеристик значения коэффициентов коррекции ( $\overline{MF}_j$ ) СРМ.

Результаты поверки оформляют в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

При оформлении свидетельства о поверке на оборотной стороне указывают:

- что СРМ модели (типа) \_\_\_\_\_, входящий в состав ИК массы (массового расхода) нефти, признан годным и допущен к применению в качестве контрольно-резервного с пределами допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,20$  % или рабочего с пределами допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,25$  %;

- рабочий диапазон, в котором определены метрологические характеристики ИК массы (массового расхода) нефти, т/ч;

- ГХ реализована в ИВК в виде кусочно-линейной аппроксимации значений  $\overline{MF}_j$ , с точками разбиения рабочего диапазона на поддиапазоны согласно таблице 4.

Таблица 4

Номер точки	Значение расхода ( $Q_j$ , т/ч)	Значение коэффициента коррекции в точках разбиения ( $\overline{MF}_j$ )
1	$Q_1$	$\overline{MF}_1 =$
...	...	...
m	$Q_m$	$\overline{MF}_m =$

В соответствии с технической документацией, в ИВК вводят полученные по результатам определения метрологических характеристик значения коэффициентов коррекции ( $\overline{MF}_j$ ) СРМ.

Знак поверки наносится на:

- свидетельство о поверке системы (в случае его оформления);  
 - пломбы, установленные на контровочной проволоке на фланцах и корпусе преобразователя СРМ согласно схеме, приведенной в описании типа системы.

10.5 При поверке системы в части ИВК оформляют протокол поверки системы только в части ИВК согласно приложению В.

Сведения о результатах поверки, лицом, проводившим поверку системы, передаются в ФИФ ОЕИ.

Результаты поверки оформляют в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

При оформлении свидетельства о поверке системы в части ИВК на оборотной стороне указывают соответствующие ИВК метрологические характеристики.

Знак поверки наносится на:

- свидетельство о поверке системы (в случае его оформления);  
 - пломбу, установленную на контровочной проволоке на корпусе ИВК, согласно схеме, приведенной в описании типа системы.

## Приложение А (обязательное)

### Определение метрологических характеристик ИВК

Определение метрологических характеристик каждого ИВК, эксплуатируемого в составе системы, проводят путем определения метрологических характеристик используемых каналов и алгоритмов вычисления.

#### А.1 Определение метрологических характеристик.

А.1.1 Определение основной приведенной погрешности ИВК при измерении аналоговых сигналов (силы тока) 4-20 мА.

Определение основной, приведенной к верхней границе диапазона измерений, погрешности проводят по всем используемым аналоговым токовым каналам при значениях входного сигнала (4, 8, 12, 16, 20 мА). На соответствующий вход ИВК с помощью калибратора/ устройства поверки вторичной аппаратуры подают токовый сигнал, соответствующий значению измеряемой величины. Измеренное значение величины считывают с дисплея ИВК.

Допускается проводить определение основной, приведенной к верхней границе диапазона измерений, погрешности при помощи внешних токосъемных резисторов (магазина сопротивлений) при значениях входного сигнала (4, 8, 12, 16, 20 мА). Для этого аналоговые каналы ИВК переводятся в режим измерения напряжения, отключаются внутренние резисторы (эти операции осуществляются согласно инструкции по эксплуатации ИВК). Подключают к каналу внешний токосъемный резистор (магазин сопротивлений) и калибратор/ устройство поверки вторичной аппаратуры. Резистор (магазин сопротивлений) должен удовлетворять следующим требованиям:

- номинальное сопротивление: 250 Ом;
- отклонение от номинального сопротивления, не более 0,03%;
- номинальная мощность, не менее 0,125 Вт.

Основную приведенную погрешность, %, для каждого измерения, вычисляют по формуле

$$\gamma = \frac{X_u - X_z}{X_n} \cdot 100, \quad (\text{А.1})$$

где  $X_u$  – значение измеряемой величины, измеренное ИВК, в абсолютных единицах;

$X_n$  – значение верхней границы диапазона измерений измеряемой величины, в абсолютных единицах;

$X_z$  – расчетное значение измеряемой величины, соответствующее заданному значению тока, в абсолютных единицах, вычисляемое по формуле

$$X_z = X_{min} + \frac{(X_{max} - X_{min})}{16} \cdot (I_z - 4), \quad (\text{А.2})$$

где  $X_{max}, X_{min}$  – верхний и нижний пределы диапазона измерений измеряемой величины, в абсолютных единицах;

$I_z$  – заданное значение силы тока, соответствующее точке диапазона измерений измеряемой величины, мА.

Результат считают положительным, если полученные значения основной приведенной погрешности не превышают  $\pm 0,04$  %.

#### А.1.2 Определение абсолютной погрешности ИВК при измерении импульсных сигналов.

Определение абсолютной погрешности, при измерении импульсных сигналов, проводится для всех используемых каналов.

С помощью генератора сигналов/ устройства поверки вторичной аппаратуры подают на вход соответствующего канала последовательность импульсов не менее 10000 с частотой следования импульсов 2, 4, 6, 8, 10 кГц и амплитудой импульсов в пределах от 3,5 до 24,0 В при минимальном токе 5 мА, предусмотрев синхронизацию начала счета импульсов ИВК и запуска генератора сигналов/ устройства поверки вторичной аппаратуры. При каждом значении частоты проводят не менее трех измерений фиксируя результат измерений количество импульсов ИВК.

Результат считают положительным, если полученное значение абсолютной погрешности не превышает 1 имп. на 10000 имп.

### А.1.3 Определение относительной погрешности ИВК при измерении времени.

Определение погрешности ИВК при измерении времени проводят по сигналам точного времени радио.

**Примечание** – точное значение времени допускается устанавливать по средствам интернет ресурсов (сайт ФГУП ВНИИФТРИ <https://www.vniiftri.ru>).

Установить пункт меню «Дата и время». В начале шестого сигнала, при применении в качестве источника точного времени радио, или по сайту ФГУП «ВНИИФТРИ» фиксируют начало отсчета времени и снимают показания времени с дисплея ИВК  $\tau_{нач}$ . Спустя два часа, отсчитанного источником точного времени (начало шестого сигнала радио или счет времени на сайте ФГУП «ВНИИФТРИ»), снимают показания времени с дисплея ИВК  $\tau_{кон}$ .

Относительную погрешность измерения времени  $\delta\tau$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta\tau = \frac{\tau_{кон} - \tau_{нач} \cdot 3}{3} \cdot 100. \quad (A.3)$$

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности не превышает  $\pm 0,01$  %.

### А.1.4 Определение относительной погрешности вычисления массы брутто и нетто нефти, при использовании СРМ.

В память ИВК с клавиатуры или при помощи ПО Config 600 вводят, как условно-постоянные величины, следующие параметры:

- коэффициент преобразования СРМ;
- объемную долю воды;
- массовую долю механических примесей;
- массовую концентрацию хлористых солей;
- плотность воды;
- плотность нефти при условиях в блоке контроля качества;
- температуру и давление нефти в блоке контроля качества;
- температуру и давление нефти в линии с СРМ;
- плотность нефти при температуре определения массы брутто.

Вводимые величины должны находиться в пределах рабочих диапазонов измерений соответствующих параметров.

Параметры вводимых величин (температура, давление, плотность) могут быть заданы средствами поверки (устройством поверки вторичной аппаратуры, калибратор) в виде сигналов, подаваемых на соответствующие входы ИВК.

На генераторе сигналов/ устройстве поверки вторичной аппаратуры устанавливают: частоту следования импульсов 5000 Гц и количество импульсов не менее 50000. Запускают генератор сигналов/ устройство поверки вторичной аппаратуры. После окончания счета импульсов регистрируют показания дисплея ИВК. Одновременно показания ИВК сравнивают с расчетным значением. Выполняют не менее трех измерений.

### А.1.5 Определение относительной погрешности ИВК, при вычислении массы брутто нефти

Относительная погрешность ИВК, при вычислении массы брутто нефти  $\delta_{мб}$ , %, вычисляет по формуле

$$\delta_{мб} = \frac{M_{бв} - M_{бр}}{M_{бр}} \cdot 100, \quad (A.4)$$

где  $M_{бв}$  – значение массы брутто нефти по показаниям ИВК, т;

$M_{бр}$  – расчетное значение массы брутто нефти, т, вычисляемое по формуле

$$M_{бр} = \frac{N}{K}, \quad (A.5)$$

где  $N$  – заданное количество импульсов, имп.;

$K$  – коэффициент преобразования СРМ, имп/т.

Результат считают положительным, если полученные значения относительной погрешности не превышают  $\pm 0,01$  %.

### А.1.6 Определение относительной погрешности ИВК, при вычислении массы нетто нефти

Относительная погрешность ИВК, при вычислении массы нетто нефти  $\delta_{\text{мн}}$ , %, вычисляется по формуле

$$\delta_{\text{мн}} = \frac{M_{\text{нв}} - M_{\text{нр}}}{M_{\text{нр}}} \cdot 100, \quad (\text{A.6})$$

где  $M_{\text{нв}}$  – значение массы нетто нефти по показаниям ИВК, т;  
 $M_{\text{нр}}$  – расчетное значение массы нетто нефти, т, вычисляемое по формуле

$$M_{\text{нр}} = M_{\text{бр}} \cdot \left( 1 - \frac{W_{\text{мв}} + W_{\text{мн}} + W_{\text{хс}}}{100} \right), \quad (\text{A.7})$$

где  $W_{\text{мн}}$  – массовая доля механических примесей, %;  
 $W_{\text{мв}}$  – массовая доля воды в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{\text{мв}} = \frac{\varphi_{\text{в}} \cdot \rho_{\text{в}}}{\rho}, \quad (\text{A.8})$$

где  $\varphi_{\text{в}}$  – объемная доля воды в нефти, %;  
 $\rho_{\text{в}}$  – плотность воды при температуре определения массы брутто нефти, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\rho$  – плотность нефти при температуре определения массы брутто нефти, кг/м<sup>3</sup>.  
 $W_{\text{хс}}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{\text{хс}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{хс}}}{\rho}, \quad (\text{A.9})$$

где  $\varphi_{\text{хс}}$  – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup> (г/м<sup>3</sup>).

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности не превышает  $\pm 0,01$  %.

**A.1.7 Определение относительной погрешности ИВК при вычислении поправочного коэффициента (MF) СРМ при поверке по ТПУ.**

Определение относительной погрешности ИВК проводится с использованием соответствующих каналов ИВК.

В память ИВК с клавиатуры или при помощи ПО Config 600 вводят, как условно-постоянные величины, следующие параметры:

- диапазоны измерений преобразователей давления и температуры на входе и выходе ТПУ\*;
- объем калиброванного участка ТПУ при стандартных условиях;
- стандартная температура при поверке ТПУ;
- стандартное давление при поверке ТПУ;
- коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ;
- внутренний диаметр калиброванного участка ТПУ;
- модуль упругости материала стенок калиброванного участка ТПУ;
- толщину стенок калиброванного участка ТПУ;
- плотность нефти в ТПУ;
- коэффициент преобразования СРМ;
- температуру нефти в ТПУ;
- давление нефти в ТПУ;
- количество измерений (не менее трех);

Параметры вводимых величин (температура, давление, плотность) могут быть заданы средствами поверки (устройством поверки вторичной аппаратуры, калибратор) в виде сигналов, подаваемых на соответствующие входа ИВК.

При вводе значений температуры и давления среды для ТПУ необходимо учитывать погрешность каналов ИВК, задействованных в измерении этих параметров. Вводимое значение вычисляется по формуле

$$x = x_{\text{Tab}} + \frac{\gamma_x \cdot D_x}{100}, \quad (\text{A.10})$$

где  $x$  – вводимое в память ИВК значение температуры или давления;  
 $x_{\text{Tab}}$  – значение температуры или давления из рабочего диапазона системы;  
 $\gamma_x$  – предел приведенной погрешности ИВК по каналу измерения величины  $x$ ;

---

\* Допускается использовать один комплект средств измерений температуры и давления среды для ТПУ. В этом случае в память контроллера вводится один диапазон измерений температуры и один диапазон измерений давления.

$D_x$  – диапазон измерений величины  $x$ .

На вход ИВК по каналу измерений МПР, с помощью генератора сигналов/устройства поверки вторичной аппаратуры, задают импульсный сигнал частотой соответствующей рабочему диапазону частот МПР. Детекторные входы ИВК подключают к дискретным выходам генератора сигналов/устройства поверки вторичной аппаратуры.

С клавиатуры ИВК начинают выполнение алгоритма поверки. В тот момент, когда алгоритм поверки достигает стадии счета импульсов, запускают генератор сигналов/устройство поверки вторичной аппаратуры, которое осуществляет имитацию срабатывания детекторов через заданное количество импульсов, которое должно быть не менее 10000. Данную процедуру выполняют количество раз, соответствующее ранее введенному значению количества измерений. Записывают коэффициент коррекции СРМ, полученный в результате выполнения алгоритма поверки из распечатанного отчета о поверке или с дисплея ИВК или компьютера с ПО Config 600.

Вычисляют расчетный поправочный коэффициент СРМ по формуле

$$MF_{MPp} = \frac{M_{ПУ}}{M_{MP}}, \quad (A.11)$$

где  $M_{MP}$  – масса нефти по СРМ, т, вычисляемая по формуле

$$M_{MP} = \frac{N_{MP}}{K_{MP}}, \quad (A.12)$$

где  $N_{MP}$  – количество импульсов по СРМ, имп;

$K_{MP}$  – коэффициент преобразования СРМ, имп/т;

$M_{ПУ}$  – масса нефти, измеренная ТПУ и поточным преобразователем плотности (ПП), т, вычисляемая по формуле

$$M_{ПУ} = 10^{-3} \cdot V_0 \cdot C_{TSP} \cdot C_{PSP} \cdot \rho_{ПУ}, \quad (A.13)$$

где  $\rho_{ПУ}$  – плотность нефти при условиях в ТПУ, кг/м<sup>3</sup>;

$V_0$  – объем калиброванного участка ТПУ для условий поверки, м<sup>3</sup>;

$C_{TSP}$  – коэффициент коррекции объема ТПУ по температуре, вычисляемый по формуле

$$C_{TSP} = 1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{ПУ} - t_{СТД ПУ}), \quad (A.14)$$

где  $t_{ПУ}$  – температура в ТПУ, °С. При использовании двух преобразователей температуры на входе и на выходе ТПУ, вычисляется по формуле

$$t_{ТП} = \frac{t_{ПУ ВХ} + t_{ПУ ВЫХ}}{2}, \quad (A.15)$$

где  $t_{ПУ ВХ}$  – температура нефти на входе ТПУ, °С;

$t_{ПУ ВЫХ}$  – температура нефти на выходе ТПУ, °С;

$t_{СТД ПУ}$  – стандартная температура при поверке ТПУ, °С;

$\alpha_t$  – коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ, 1/°С;

$C_{PSP}$  – коэффициент коррекции объема ТПУ по давлению, вычисляемый по формуле

$$C_{PSP} = 1 + \frac{0,95 \cdot D \cdot P_{ПУ}}{E \cdot S}, \quad (A.16)$$

где  $P_{ПУ}$  – давление в ТПУ, МПа. При использовании двух преобразователей давления на входе и на выходе ТПУ, вычисляется по формуле

$$P_{ТПУ} = \frac{P_{ПУ ВХ} + P_{ПУ ВЫХ}}{2}, \quad (A.17)$$

где  $P_{ПУ ВХ}$  – давление на входе ТПУ, МПа;

$P_{ПУ\ Вых}$  – давление на выходе ТПУ, МПа;

$D$  – внутренний диаметр калиброванного участка ТПУ, мм;

$E$  – модуль упругости материала калиброванного участка ТПУ, МПа;

$S$  – толщина стенок калиброванного участка ТПУ, мм.

В расчетах используют значения температуры и давления без учета приведенной погрешности ИВК по каналу температуры или давления.

Относительную погрешность ИВК при вычислении поправочного коэффициента СРМ (включая погрешности задействованных каналов) вычисляют по формуле

$$\delta_{MF\ ПР} = \frac{MF_{ПР6} - MF_{ПР2}}{MF_{ПР2}} \cdot 100, \quad (A.18)$$

где  $MF_{ПР6}$  – значение поправочного коэффициента по показаниям ИВК.

Вышеуказанные измерения и расчеты проводят для двух наборов (максимальных и минимальных) значений температур, давлений и частоты импульсов СРМ из их рабочего диапазона.

Результат считают положительным, если полученные значения относительной погрешности не превышают  $\pm 0,025\%$ .

**A.1.8 Определение погрешности ИВК при вычислении поправочного коэффициента (MF) СРМ по КСРМ.**

В качестве КСРМ могут выступать передвижные или стационарные эталонные установки или другие средства и системы измерений массового расхода.

В память ИВК с клавиатуры или при помощи ПО Config 600 вводят, как условно-постоянные величины, следующие параметры:

- коэффициент преобразования СРМ;
- коэффициент преобразования КСРМ;
- количество измерений при поверке (не менее трех);
- метод поверки (по времени / по массе / по количеству импульсов);
- время измерений или измеряемую массу или измеряемое количество импульсов (в зависимости от выбранного метода поверки). Необходимо выбрать этот параметр так, чтобы количество импульсов, измеренных в СРМ и КСРМ, было не меньше 10000.

На входы ИВК по каналам измерения МПР и КСРМ, с помощью генератора сигналов/устройства поверки вторичной аппаратуры, задают импульсные сигналы с частотами соответствующими их рабочим диапазонам.

С клавиатуры ИВК начинают выполнение алгоритма поверки. Записывают поправочный коэффициент СРМ, полученный в результате выполнения алгоритма поверки из распечатанного отчета о поверке или с дисплея ИВК или компьютера с ПО Config 600.

Вычисляют расчетный поправочный коэффициент СРМ по формуле

$$MF_{ПР2} = \frac{M_{КПР}}{M_{ПР}}, \quad (A.19)$$

где  $M_{КПР}$  – масса нефти по КСРМ, т, вычисляемая по формуле

$$M_{КПР} = \frac{N_{КПР}}{K_{КПР}}, \quad (A.20)$$

где  $N_{КПР}$  – количество импульсов по КСРМ, имп;

$K_{КПР}$  – коэффициент преобразования КСРМ, имп/т.

Относительную погрешность ИВК при вычислении поправочного коэффициента СРМ (включая погрешности задействованных каналов) вычисляют по формуле

$$\delta_{MF2\ ПР} = \frac{MF_{ПР6} - MF_{ПР2}}{MF_{ПР2}} \cdot 100, \quad (A.21)$$

где  $MF_{ПР6}$  – значение поправочного коэффициента вычисленного ИВК.

Вышеуказанные измерения и расчеты проводят для двух наборов (максимальных и минимальных) частот импульсов СРМ и КСРМ из их рабочего диапазона.

Результат считают положительным, если полученные значения относительной погрешности не превышают  $\pm 0,025\%$ .

#### А.1.9 Определение относительной погрешности ИВК при вычислении плотности нефти

В память ИВК с клавиатуры или при помощи ПО Config 600 вводят, как условно-постоянные величины, следующие параметры:

- температура нефти в ПП;
- избыточное давление нефти в ПП из диапазона системы.

Параметры вводимых величин (температура, давление) могут быть заданы средствами поверки (устройством поверки вторичной аппаратуры, калибратор) в виде сигналов, подаваемых на соответствующие входа ИВК.

На вход ИВК по каналу измерений ПП, с помощью генератора сигналов/устройства поверки вторичной аппаратуры, задают значение периода, соответствующего значению плотности нефти из рабочего диапазона ПП.

С дисплея ИВК или компьютера с ПО Config 600 записывают результат измерений плотности нефти.

Расчетное значение плотности нефти  $\rho_p$ , кг/м<sup>3</sup>, вычисляется по формулам

$$\rho_p = \rho_t \cdot (1 + (K_{20A} + K_{20B} \cdot P_{пл} \cdot 10) \cdot P_{пл} \cdot 10) + (K_{21A} + K_{21B} \cdot P_{пл} \cdot 10) \cdot P_{пл} \cdot 10, \quad (A.22.1)$$

$$\rho_t = \rho \cdot [1 + K_{18} \cdot (t_{пл} - 20)] + K_{19} \cdot (t_{пл} - 20), \quad (A.22.2)$$

$$\rho = K_0 + K_1 \cdot T + K_2 \cdot T^2, \quad (A.22.3)$$

где  $K_0, K_1, K_2, K_{18}, K_{19}, K_{20A}, K_{20B}, K_{21A}, K_{21B}$  – калибровочные коэффициенты ПП, взятые из сертификата калибровки ПП;

$T$  – заданное значение периода, мкс;

$t_{пл}$  – заданное значение температура нефти в ПП, °С;

$P_{пл}$  – заданное значение давление нефти в ПП, МПа.

**Примечание** – Умножение на 10 в формуле (А.22.1) используется для перевода значения единицы измерений давления из МПа в бары при условии, что калибровочные коэффициенты ПП в сертификате калибровки ПП представлены для давления в барах. В случае если в сертификате калибровки ПП значение калибровочных коэффициентов ПП приведены для давления в МПа то в формуле (А.22.1) умножение на 10 не выполняется.

Относительную погрешность ИВК, при вычислении плотности нефти  $\delta\rho$ , %, вычисляется по формуле

$$\delta\rho = \frac{\rho_u - \rho_p}{\rho_p} \cdot 100, \quad (A.23)$$

где  $\rho_u$  – значение плотности нефти, вычисленное ИВК, кг/м<sup>3</sup>.

Результат считают положительным, если полученные значения относительной погрешности не превышают  $\pm 0,01\%$ .

## Приложение Б (обязательное)

Определение метрологических характеристик ИК массы (массового расхода) нефти

Определение относительной погрешности ИК массы (массового расхода) нефти проводят на месте эксплуатации в составе системы.

Для определения относительной погрешности ИК массы (массового расхода) нефти проводят измерения

### Б.1 Подготовка к испытаниям

При необходимости, используя соответствующие коммуникатор или программное обеспечение, проводят конфигурирование СРМ в соответствии с инструкцией по эксплуатации СРМ.

Собирают гидравлическую схему и проводят проверку на герметичность.

Включают в работу поточный ПП, если инструкцией по эксплуатации системы предусмотрена его периодическая эксплуатация.

Технологические переключения необходимые для определения метрологических характеристик ИК массы (массового расхода) нефти проводят с соблюдением требований инструкции по эксплуатации системы.

Проверяют закрытое положение (при необходимости закрывают) дренажных и воздушных вентилей (кранов), установленных на технологических трубопроводах системы, ТПУ.

Устанавливают любое значение расхода в пределах рабочего диапазона ИК массы (массового расхода) нефти, в технологической схеме создают максимальное рабочее давление, которое может быть при определении метрологических характеристик ИК массы (массового расхода) нефти. Систему считают испытанной на герметичность, если в течение 10 минут после создания давления не наблюдается течи измеряемой среды через фланцевые соединения, через сальники технологических задвижек (шаровых кранов), дренажных и воздушных вентилей (кранов).

Проверяют отсутствие протечек измеряемой среды через запорные органы задвижек (шаровых кранов), дренажных и воздушных вентилей (кранов) при их закрытом положении. В случае отсутствия возможности проверки герметичности запорных органов задвижек, вентилей (кранов) или при установлении наличия протечек, во фланцевые соединения устанавливают металлические заглушки.

Проводят проверку герметичности (отсутствия протечек измеряемой среды) узла переключения направления потока измеряемой среды (четырёхходового крана) согласно эксплуатационной документации ТПУ. Для двунаправленных ТПУ проверку проводят в обоих направлениях движения шарового поршня.

Проверяют отсутствие воздуха (газа) в технологической схеме. При любом значении расхода (в рабочем диапазоне) проводят несколько пусков шарового поршня ТПУ. Открывая воздушные вентили, установленные на ТПУ, на верхних точках технологической схемы, в БИК, проверяют наличие воздуха (газа), при необходимости воздух (газ) выпускают. Считают, что воздух (газ) в технологической схеме отсутствует, если из вентилей вытекает струя измеряемой среды без пузырьков воздуха (газа).

Контролируют стабилизацию температуры измеряемой среды в технологической схеме, для чего при любом расходе проводят несколько последовательных пусков шарового поршня ТПУ. Температуру считают стабильной, если за один проход поршня изменение температуры не превышает  $\pm 0,2$  °С.

Подготавливают средства поверки к определению метрологических характеристик ИК массы (массового расхода) нефти согласно инструкциям по их эксплуатации.

Проводят установку нуля СРМ согласно инструкции по эксплуатации СРМ.

В ИВК и (или) компьютер автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора проверяют достоверность и правильность ранее введенных исходных данных.

### Б.2 Опробование

Проверяют индикацию на дисплее ИВК или на мониторе АРМ оператора текущих значений:

- плотности измеряемой среды, измеряемой поточным ПП ( $\text{кг/м}^3$ );
- температуры (°С) и давления (МПа) измеряемой среды в ТПУ, в поточном ПП, измеряемых соответствующими средствами измерений температуры и давления.

Устанавливают любое значение расхода в пределах рабочего диапазона, запускают шаровой поршень ТПУ и проводят пробное измерение.

При прохождении шаровым поршнем детектора «старт» в ИВК начинается отсчет нарастающих значений:

- количества импульсов, генерируемых СРМ (имп.);
- времени прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ (с).

При прохождении поршнем детектора «стоп» в ИВК отсчет нарастающих значений перечисленных параметров прекращается.

**Примечание** - При использовании двунаправленной ТПУ ИВК отсчитывает нарастающие значения параметров, за периоды прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ в прямом и обратном направлениях. В этом случае ИВК не отсчитывает значения перечисленных параметров за период времени от момента прохождения поршнем детектора в прямом направлении до момента прохождения этого же детектора в обратном направлении после переключения направления потока.

### Б.3 Определение метрологических характеристик

Метрологические характеристики ИК массы (массового расхода) нефти определяют при крайних значениях расхода рабочего диапазона и значениях, установленных с интервалом 25-30 % от максимального расхода рабочего диапазона.

Допускается определение МХ проводить в трех точках рабочего диапазона: при минимальном ( $Q_{min}$ ), среднем [ $0,5 \cdot (Q_{min} + Q_{max})$ ] и максимальном ( $Q_{max}$ ) значении расхода (т/ч).

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

Устанавливают требуемый расход  $Q_j$  (т/ч).

После установления расхода запускают поршень, измеряют время прохождения поршня по калиброванному участку ТПУ и вычисляют значение расхода в  $j$ -й точке расхода  $Q_{ТПУ ij}$  (т/ч) по формуле

$$Q_{ТПУ ij} = \frac{V_{npj}^{ТПУ} \cdot 3600}{T_{ij}} \cdot \rho_{npj}^{ПП} \cdot 10^{-3}, \quad (Б.1)$$

где  $T_{ij}$  - время прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ в  $j$ -й точке расхода, с;

$V_{npj}^{ТПУ}$  - вместимость калиброванного участка ТПУ, приведенная к рабочим условиям (температуре и давлению измеряемой среды) в ТПУ при  $i$ -м измерении в  $j$ -й точке расхода, м<sup>3</sup> по формуле

$$V_{npj}^{ТПУ} = V_0^{ТПУ} \cdot [1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (\bar{t}_{ij}^{ТПУ} - 20)] \cdot (1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s}) \cdot \bar{P}_{ij}^{ТПУ}, \quad (Б.2)$$

где  $V_0^{ТПУ}$  - вместимость калиброванного участка ТПУ, при стандартных условиях (температуре 20 °С и избыточном давлении, равном 0 МПа), м<sup>3</sup> (согласно протоколу поверки);

$\alpha_t$  - коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ, °С<sup>-1</sup> (из таблицы Б.2.1 приложения Б.2);

$\bar{t}_{ij}^{ТПУ}$  - температура в ТПУ при  $i$ -м измерении в  $j$ -й точке расхода, °С;

$\bar{P}_{ij}^{ТПУ}$  - давление в ТПУ при  $i$ -м измерении в  $j$ -й точке расхода, МПа;

$E$  - модуль упругости материала стенок ТПУ, МПа (из таблицы Б.2.1 приложения Б.2);

$D$  и  $s$  - диаметр и толщина стенок калиброванного участка ТПУ соответственно, мм (из эксплуатационной документации на ТПУ);

**Примечание** - Значения  $\bar{t}_{ij}^{ТПУ}$  и  $\bar{P}_{ij}^{ТПУ}$  вычисляют по формуле

$$\bar{\alpha} = 0,5 \cdot (\alpha_{ex} + \alpha_{вых}), \quad (Б.3)$$

где  $\bar{\alpha}$  - среднее арифметическое значение параметра ( $\bar{t}_{ij}^{ТПУ}$ , °С или  $\bar{P}_{ij}^{ТПУ}$ , МПа);

$\alpha_{ex}$  и  $\alpha_{вых}$  - значения параметров (температуры и давления), измеренные соответствующими СИ, установленными на входе и выходе ТПУ, °С, МПа;

$\rho_{npj}^{ПП}$  - плотность измеряемой среды, измеренная поточным ПП и приведенная к рабочим условиям в ТПУ при  $i$ -м измерении в  $j$ -й точке расхода, кг/м<sup>3</sup>, по формуле

$$\rho_{npj}^{ПП} = \rho_{ij}^{ПП} \cdot [1 + \beta_{жij} \cdot (t_{ij}^{ПП} - \bar{t}_{ij}^{ПП})] \cdot [1 + \gamma_{жij} \cdot (\bar{P}_{ij}^{ПП} - P_{ij}^{ПП})], \quad (Б.4)$$

где  $\beta_{жij}$  - коэффициент объемного расширения (°С<sup>-1</sup>) измеряемой среды, значение которого определяют по реализованным в ИВК алгоритмам;

$\gamma_{жij}$  - коэффициент сжимаемости (МПа<sup>-1</sup>) измеряемой среды, значение которого определяют по реализованным в ИВК алгоритмам.

Проверяют выполнение условия

$$\left| \frac{Q_i - Q_{ТПУj}}{Q_{ТПУj}} \right| \cdot 100 \leq 2,0 \%. \quad (\text{Б.5})$$

В случае невыполнения условия (Б.5) корректируют расход, контролируя его значение.

**Примечание** - Установление требуемого расхода в каждой  $j$ -й точке и контроль его значения допускается проводить в соответствии с приложением Б.1.

После стабилизации расхода и температуры измеряемой среды в  $j$ -й точке расхода проводят серию измерений, последовательно запуская поршень ТПУ.

Количество измерений в каждой  $j$ -й точке расхода  $n_j$  не менее пяти.

Для каждого  $i$ -го измерения в каждой  $j$ -й точке расхода регистрируют (отсчитывают) и записывают в протокол (приложение В):

- время прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ ( $T_{ij}$ , с);
- значение массового расхода ( $Q_{ij}$ , т/ч);

**Примечание** - Расход  $Q_{ij}$  измеряют СРМ или вычисляют его значение, используя формулу (Б.1).

При реализации градуировочной характеристики (ГХ) СРМ в ИВК в виде линейно-кусочной аппроксимации рекомендуется дополнительно регистрировать выходную частоту поверяемого СРМ (Гц).

- количество импульсов, генерируемых поверяемым СРМ за время одного измерения, ( $N_{ij}^{mac}$ , имп);

- значения температуры ( $t_{ij}^{ТПУ}$ , °С) и давления ( $P_{ij}^{ТПУ}$ , МПа) в ТПУ;

- значение плотности измеряемой среды, измеренное поточным ПП ( $\rho_{ij}^{ПП}$ , кг/м<sup>3</sup>);

- значения температуры и давления измеряемой среды в поточном ПП ( $t_{ij}^{ПП}$ , °С и  $P_{ij}^{ПП}$ , МПа соответственно).

#### Б.4 Обработка результатов измерений

##### Б.4.1 Определение параметров ГХ СРМ.

Для каждого  $i$ -го измерения в  $j$ -й точке расхода вычисляют значение массы измеряемой среды ( $M_{ij}^{p3}$ , т), используя результаты измерений (ТПУ и поточного ПП), по формуле

$$M_{ij}^{p3} = V_{npj}^{ТПУ} \cdot \rho_{npj}^{ПП} \cdot 10^{-3}, \quad (\text{Б.6})$$

##### Б.4.2 ГХ реализуют в ИВК

Для каждого  $i$ -го измерения в  $j$ -й точке расхода определяют значение массы измеряемой среды, измеренное СРМ ( $M_{ij}$ , т), по формуле

$$M_{ij}^{mac} = \frac{N_{ij}}{KF_{ij}}, \quad (\text{Б.7})$$

Вычисляют значение коэффициента коррекции для  $i$ -го измерения в  $j$ -й точке расхода ( $MF_{ij}$ , имп/т) по формуле

$$MF_{ij} = \frac{M_{ij}^{p3}}{M_{ij}} \cdot MF_{duan}^{ycm}, \quad (\text{Б.8})$$

где  $MF_{duan}^{ycm}$  – коэффициент коррекции, установленный в преобразователе серии 2700 СРМ (далее – ПЭП) (принимаемый равным 1).

Вычисляют среднее значение коэффициент коррекции для  $j$ -й точки расхода ( $\overline{MF}_j$ , имп/т) по формуле

$$\overline{MF}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ij}}{n_j} \quad (\text{Б.9})$$

ГХ в ИВК оценивают СКО результатов определений средних арифметических значений коэффициент коррекции для точек расхода:

- в каждом  $k$ -м поддиапазоне расхода ( $S_k^{MF}$ , %), если ГХ реализуют в виде кусочно-линейной аппроксимации, по формуле

$$S_k^{MF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=k}^{k+1} \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{MF_{ij} - \overline{MF}_j}{\overline{MF}_j}\right)^2}{(n_j + n_{j+1} - 1)_k}} \quad (\text{Б.10})$$

Проверяют выполнение условия

$$S_k^{MF} \leq 0,03 \%. \quad (\text{Б.11})$$

При выполнении условия (Б.11) проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

Б.4.3 Определение погрешностей при реализации ГХ СРМ в ИВК в виде кусочно-линейной аппроксимации

При таком виде реализации ГХ составляющие погрешности и относительную погрешность определяют для каждого  $k$ -го поддиапазона расхода.

Б.4.3.1 Определение случайной составляющей погрешности

Случайную составляющую погрешности ( $\varepsilon_k$ , %) определяют по формуле

$$\varepsilon_j = t_{0,95} \cdot S_k^{MF}, \quad (\text{Б.12})$$

где  $t_{(P, n)}$  – квантиль распределения Стьюдента (коэффициент зависящий от доверительной вероятности  $P$  и количества измерений  $n$  ( $n = \sum n_j$ ), значение которого определяют из таблицы Б.4.1 приложения Б.4), при определении  $t_{(P, n)}$  принимают:  $n = (n_j + n_{j+1})_k$ .

Б.4.3.2 Определение систематической составляющей погрешности

Систематическую составляющую погрешности СРМ ( $\theta_{\Sigma k}$ , %) определяют по формуле

$$\theta_{\Sigma k} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{ТПУ})^2 + (\delta_{ПП})^2 + (\theta_t)^2 + (\delta_K^{ИВК})^2 + (\theta_k^{MF})^2 + (\delta_{0k}^{mac})^2}, \quad (\text{Б.13})$$

где  $\delta_{ТПУ}$  – пределы допускаемой относительной погрешности ТПУ, %;

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

$$\delta_{ПП} = \frac{\Delta_{ПП} \cdot 100}{\rho_{min}}, \quad (\text{Б.14})$$

$\Delta_{ПП}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП, кг/м<sup>3</sup> (согласно протоколу поверки);

$\rho_{min}$  – минимальное значение плотности измеряемой среды в диапазоне системы, кг/м<sup>3</sup>;

$\theta_t$  – границы неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью измерений температуры нефти, %, определяют по формуле

$$\theta_t = \beta_{max} \cdot \Delta t \cdot 100, \quad (\text{Б.15})$$

$\beta_{max}$  – максимальное значение коэффициента объемного расширения нефти из ряда  $\beta_{ji}$ , 1/°C;

$\Delta t$  – абсолютная погрешность измерений температуры (при погрешности измерительных компонентов температуры 0,2°C, принимают равной 0,28°C), °C;

$\delta_K^{ИВК}$  – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислении коэффициента коррекции СРМ;

$\theta_k^{MF}$  – составляющая систематической погрешности, обусловленная аппроксимацией ГХ СРМ в  $k$ -м поддиапазоне расхода, %, определяемая по формуле

$$\theta_k^{MF} = \frac{1}{2} \cdot \left| \frac{\overline{MF}_j - \overline{MF}_{j+1}}{\overline{MF}_j + \overline{MF}_{j+1}} \right|_{(k)} \cdot 100. \quad (\text{Б.16})$$

$\delta_{0k}^{mac}$  – относительная погрешность стабильности нуля в  $k$ -м поддиапазоне, %, определяемая по формуле

$$\delta_{0k}^{mac} = \frac{2 \cdot ZS}{Q_{k min} + Q_{k max}} \cdot 100. \quad (\text{Б.17})$$

$ZS$  – стабильность нуля СРМ (согласно технической документации СРМ), т/ч;

$Q_{kmin}$ ,  $Q_{kmax}$  – минимальное и максимальное значения расхода в k-м поддиапазоне (в начале и в конце k-го поддиапазона) диапазона измерений ИК массы (массового расхода) нефти, т/ч;

#### Б.4.3.3 Определение относительной погрешности

Относительную погрешность СРМ ( $\delta_k$ , %) определяют по формуле

$$\delta_k = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_{\Sigma k} + \varepsilon_k), & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma k}}{S_k^{MF}} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma k}, & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma k}}{S_k^{MF}} > 8 \end{cases}, \quad (\text{Б.18})$$

где  $Z_{(P)}$  – коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и величины соотношения  $\theta_{\Sigma} / S_k^{KF}$ , значение которого берут из таблицы Б.3.2 приложения Б.3.

#### Б.4.3.3 Оценивание относительных погрешностей

Оценивают значения относительных погрешностей, для чего проверяют выполнение условий:

- для ИК массы (массового расхода) нефти, с контрольно –резервным СРМ

$$|\delta_j| \leq 0,20 \%; \quad (\text{Б.19})$$

- для ИК массы (массового расхода) нефти, с рабочим СРМ

$$|\delta_k| \leq 0,25\%. \quad (\text{Б.20})$$

Если для СРМ, применяемого (эксплуатируемого) в качестве контрольно-резервного, не выполняется условие (Б.19) и для СРМ, эксплуатируемого в режиме рабочего, не выполняется условие (Б.20).

Точность представления результатов измерений и вычислений

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

Количество импульсов ( $N_{ij}^{mac}$ , имп) измеряют и его значение записывают в протокол с двумя знаками после запятой (т.е. с долями периодов), если  $N_{ij}^{mac} \leq 10000$ , без долей периодов.

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

Значения давления ( $\bar{P}_{ij}^{пнв}$ , МПа), температуры ( $\bar{t}_{ij}^{пнв}$ , °С) измеряемой среды записывают в протокол после округления до двух знаков после запятой.

Значения вместимости калиброванного участка ТПУ ( $V_{npj}^{пнв}$ , м<sup>3</sup>) в протокол записывают после округления до шести значащих цифр.

Значения плотности измеряемой среды ( $\rho_{npj}^{пнв}$ , кг/м<sup>3</sup>) в протокол записывают после округления до пяти значащих цифр.

Значения массы измеряемой среды ( $M_{ij}^{pэ}$ ,  $M_{ij}^{mac}$ , т) в протокол записывают после округления до шести значащих цифр.

Значения коэффициента коррекции ( $\overline{MF}_j$ , имп/т) округляют, исходя от количества знаков, вводимых в память ИВК, используемой в составе системы. В протокол записывают значения после округления.

Значения погрешностей ПП ( $\delta_{пп}$ , %), ( $\Delta_{пп}$ , кг/м<sup>3</sup>) записывают в протокол после округления их до двух знаков после запятой.

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

Приложение Б.1  
(справочное)

Установление и контроль значений расхода по результатам измерений СРМ

Б.1.1 При выполнении операций по определению МХ ИК масса (массового расхода) нефти регистрируют значение расхода, измеренное поверяемым СРМ  $Q_{массj}$  (т/ч).

Б.1.2 Для каждой точки расхода вычисляют коэффициент коррекции расхода  $k_j^Q$  по формуле

$$k_j^Q = 1 - \frac{Q_{массj} - Q_{ТПУj}}{Q_{ТПУj}}, \quad (Б.1.1)$$

где  $Q_{ТПУj}$  - значение расхода, вычисленное по формуле (Б.1 приложения Б), т/ч.

Б.1.3 Вычисляют скорректированное значение расхода  $Q_{коррj}$  (т/ч) по формуле

$$Q_{коррj} = k_j^Q \cdot Q_{массj} \quad (Б.1.2)$$

Б.1.4 Для  $j$ -й точки устанавливают требуемый расход  $Q_{коррj}$  (т/ч), используя регулятор расхода (и) или (регуляторами расхода на измерительных линиях) и контролируя его значение по результатам измерений СРМ.

Приложение Б.2  
(справочное)

Коэффициенты линейного расширения ( $\alpha_t$ ) и значения модуля упругости ( $E$ ) материала стенок ТПУ

Б.2.1 Коэффициент линейного расширения и значение модуля упругости материала стенок ТПУ определяют из таблицы Б.2.1.

Т а б л и ц а Б.2.1 - Коэффициенты линейного расширения и значения модуля упругости материала стенок ТПУ

Материал стенок ТПУ	$\alpha_t, \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$	$E, \text{ МПа}$
1	2	3
Сталь углеродистая	$11,2 \cdot 10^{-6}$	$2,1 \cdot 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \cdot 10^{-6}$	$2,0 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая	$16,6 \cdot 10^{-6}$	$1,0 \cdot 10^5$
Латунь	$17,8 \cdot 10^{-6}$	-
Алюминий	$24,5 \cdot 10^{-6}$	-
Медь	$17,4 \cdot 10^{-6}$	-

Примечание- Если значения  $\alpha_t$  и  $E$  приведены в паспорте ТПУ, то в расчетах используют паспортные значения.

Приложение Б.3  
(справочное)

Определение значений квантиля распределения Стьюдента ( $t_{(P, n)}$ ) и коэффициента  $Z_{(P)}$

Б.3.1 Значение квантиля распределения Стьюдента при доверительной вероятности  $P = 0,95$  в зависимости от количества измерений  $n$  определяют из таблицы Б.3.1

Т а б л и ц а Б.3.1 - Значения квантиля распределения Стьюдента ( $t_{(P, n)}$ ) при  $P = 0,95$

$n - 1$	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$t_{(P, n)}$	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,203	2,179	2,162	2,145	2,132

Продолжение таблицы Б.3.1

$n - 1$	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$t_{(P, n)}$	2,120	2,110	2,101	2,093	2,086	2,08	2,07	2,07	2,06	2,06	2,06	2,05	2,05	2,05	2,04

Б.4.2 Значение коэффициента  $Z_{(P)}$  при  $P = 0,95$  в зависимости от величины соотношения  $\theta_{\Sigma} / S_k^{KF}$  определяют из таблицы Б.3.2.

Т а б л и ц а Б.3.2 - Значения коэффициента  $Z_{(P)}$  при  $P = 0,95$

$\theta_{\Sigma} / S_k^{KF}$	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

Приложение В  
(рекомендуемое)  
Форма протокола поверки системы

**ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № \_\_\_\_\_**

Стр. \_ из \_

Наименование, тип средства измерений: \_\_\_\_\_

Изготовитель: \_\_\_\_\_

Заводской номер: \_\_\_\_\_

Наименование и адрес заказчика: \_\_\_\_\_

Методика поверки: \_\_\_\_\_

Место проведения поверки: \_\_\_\_\_

Поверка выполнена с применением: (средства поверки, применяемые при определении метрологических характеристик ИВК, ИК массы (массового расхода) нефти)

Условия проведения поверки:

Температура окружающего воздуха: \_\_\_\_\_

Атмосферное давление: \_\_\_\_\_

Относительная влажность: \_\_\_\_\_

**РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ**

В.1. Внешний осмотр средства измерений: \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует 6)

В.2. Опробование средства измерений: \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует 7.3)

В.3. Проверка программного обеспечения средства измерений: \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует 8)

В.4. Определение (контроль) метрологических характеристик

В.4.1 Проверка результатов поверки средств измерений, входящих в состав системы (9.1)

Средства измерений, входящие в состав системы \_\_\_\_\_ (имеют/не имеют) запись в ФИФ ОЕИ (паспорте, формуляре) о положительных результатах поверки и действующие знаки поверки.

В.4.2 Контроль метрологических характеристик ИВК (9.2.1) *заполняется для каждого ИВК*

В.4.2.1 Определение основной приведенной погрешности ИВК при измерении аналоговых сигналов (силы тока) 4-20 мА (А.1.1).

№ платы	№ канала	Функция	Контакт	Тэг	$I_3, \text{мА}$	$X_3$	$X_u$	$\gamma, \%$
					4,000			
					8,000			
					12,000			
					16,000			
					20,000			
<i>Максимальное значение</i>								

Основная приведенная погрешности ИВК при измерении аналоговых сигналов (силы тока) 4-20 мА установленным в соответствии с 9.2.1 пределам \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует)

В.4.2.2 Определение абсолютной погрешности ИВК при измерении импульсных сигналов (А.1.2).

№ платы	Контакт	Вход	$f, \text{Гц}$	Заданное значение $N, \text{имп.}$	Измеренное ИВК $N,$ $\text{имп.}$	$\Delta, \text{имп.}$
		1				
		2				
		3				
		4				
<i>Максимальное значение</i>						

Абсолютная погрешность ИВК при измерении импульсных сигналов установленным в соответствии с 9.2.1 пределам \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует)

В.4.2.3 Определение относительной погрешности ИВК при измерении времени (А.1.3).

Значения на дисплее ИВК		$\delta\tau, \%$
$\tau_{\text{нач}}$	$\tau_{\text{кон}}$	

Относительная погрешность ИВК при измерении времени установленным в соответствии с 9.2.1 пределам \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует)

В.4.2.4 Определение относительной погрешности вычисления массы брутто и нетто нефти, при использовании СРМ (А.1.4).

*Вычисление массы брутто нефти*

$N, \text{имп.}$	$K, \text{имп./т}$	$f_j, \text{Гц}$	$M_{\text{бр}}, \text{т}$	$M_{\text{об.}}, \text{т}$	$\delta_{\text{мб}}, \%$

*Вычисление массы нетто нефти*

$\varphi_{\text{в}}, \%$	$t_{\text{обк}}, \text{°C}$	$P_{\text{обк}}, \text{МПа}$	$\rho_{\text{в}}, \text{кг/м}^3$	$\rho, \text{кг/м}^3$	$W_{\text{мв}}, \%$	$\varphi_{\text{хс}},$ $\text{мг/дм}^3$	$W_{\text{хс}}, \%$	$W_{\text{мп}}, \%$	$M_{\text{бр}}, \text{т}$	$M_{\text{нр}}, \text{т}$	$M_{\text{нб}}, \text{т}$	$\delta_{\text{мн}}, \%$

Относительная погрешность вычисления массы брутто и нетто нефти, при использовании СРМ установленным в соответствии с 9.2.1 пределам \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует)

В.4.2.5 Определение относительной погрешности ИВК при вычислении поправочного коэффициента (MF) СРМ при поверке по ТПУ (А.1.5).

Вход	№ платы	№ канала	Функция	Контакт

$V_0, м^3$	$D, мм$	$s, мм$	$\alpha, 1/°C$	$E, МПа$	$t_{СТД ПУ}, °C$	$P_{СТД ПУ}, МПа$	$K_{ПР}, имп./m$

№ измерения	$f_j, Гц$	$t_{ПУ}, °C$	$P_{СТД ПУ}, МПа$	$\rho_{ПУ}, кг/м^3$	$N_{ПР}, имп$	$C_{ТСР}$	$C_{PSP}$	$M_{ПР}, m$	$M_{ПУ}, m$	$MF_{ПРР}$	$MF_{ПРв}$	$\delta_{MFПР}, \%$
1												
2												
3												
1												
2												
3												
Максимальное значение												

Относительная погрешность ИВК при вычислении поправочного коэффициента (MF) СРМ при поверке по ТПУ установленным в соответствии с 9.2.1 пределам \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует)

В.4.2.6 Определение относительной погрешности ИВК при вычислении поправочного коэффициента (MF) СРМ по КСРМ (А.1.6).

Вход	№ платы	№ канала	Функция	Контакт

$K_{ПР}, имп./m$	$K_{КПР}, имп./m$

№ измерения	$f_j, Гц$	$N_{ПР}, имп$	$N_{КПР}, имп$	$M_{ПР}, m$	$M_{КПР}, m$	$MF_{ПРР2}$	$MF_{ПРв}$	$\delta_{MF 2 ПР}, \%$
1								
2								
3								

1								
2								
3								
								Максимальное значение

Относительная погрешность ИВК при вычислении поправочного коэффициента (MF) СРМ по КСРМ установленным в соответствии с 9.2.1 пределам \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует)

**В.4.2.7 Определение относительной погрешности ИВК при вычислении плотности нефти (А.1.7).**

К0	К1	К2	К18	К19	К20А	К20Б	К21А	К21Б

№ платы	№ канала	Функция	Контакт

№ измерения	Заданные значения			Расчетные значения			$\rho_{\text{н}}$ кг/м <sup>3</sup>	Δρ. %
	T, мкс	t <sub>ПЛ</sub> , °С	P <sub>ПЛ</sub> , МПа	ρ, кг/м <sup>3</sup>	ρ <sub>t</sub> , кг/м <sup>3</sup>	ρ <sub>p</sub> , кг/м <sup>3</sup>		
1								
2								
3								
4								
5								
								Максимальное значение

Относительная погрешность ИВК при вычислении плотности нефти установленным в соответствии с 9.2.1 пределам \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует)

**В.4.3 Контроль метрологических характеристик ИК массы (массового расхода) нефти (9.2.2) заполняется для каждого ИК**

СРМ: \_\_\_\_\_, Ду \_\_\_\_\_ мм, зав. № \_\_\_\_\_; модель ПЭП \_\_\_\_\_ зав. № \_\_\_\_\_  
установлен на \_\_\_\_\_ ИЛ № \_\_\_\_\_ Рабочая жидкость \_\_\_\_\_  
Средства поверки: ТПУ типа \_\_\_\_\_, разряд \_\_\_\_\_, зав. № \_\_\_\_\_, дата поверки \_\_\_\_\_  
Поточный ПП типа \_\_\_\_\_, зав. № \_\_\_\_\_, дата поверки \_\_\_\_\_

Таблица В.1 - Исходные данные

Грубопоршневой поверочной установки (ТПУ)								Поточного ПП		ИВК		СРМ
Детекторы	$V_o^{ТПУ},$ м <sup>3</sup>	$\delta_{ТПУ}, \%$	$D,$ мм	$S,$ мм	$E,$ МПа	$\alpha_p,$ °С <sup>-1</sup>	$\Delta t_{ТПУ},$ °С	$\delta_{ПП}, \%$	$\Delta t_{ПП},$ °С	$\delta_K^{ИВК},$ %	$KF_{коэф},$ имп./т	$ZS,$ т/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблица В.2 - Результаты измерений и вычислений

№ точ/ № изм. (j/i)	$Q_{ij}$ т/ч	Результаты измерений						Результаты вычислений						
		по ТПУ						по СРМ						
		Детекторы	$T_{ij},$ с	$\bar{t}_{ij}^{ТПУ},$ °С	$\bar{P}_{ij}^{ТПУ},$ МПа	$\rho_{ij}^{ПП},$ кг/м <sup>3</sup>	$N_{ij}^{мас},$ имп.	$V_{npj}^{ППУ},$ м <sup>3</sup>	$M_{ij}^{pэ},$ т	$M_{ij}^{мас},$ т	$MF_{ij}$			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
1/1														
...														
1/n <sub>i</sub>														
m/1														
m/n <sub>m</sub>														

Таблица В.3 - Значения коэффициентов, использованных при вычислениях

Поддиапазон			
$t_{(P,n)}$			
$Z_{(P)}$			

Таблица В.4 - Результаты вычислений (при реализации ГХ в ИВК в виде кусочно-линейной аппроксимации значений  $MF_j$ )



Приложение Г  
(рекомендуемое)

Форма перечня средств измерений, входящих в состав системы

---

(указываются наименование, регистрационный и заводской номера системы)

№ п/п	Наименование средства измерений	Зав. №