

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»



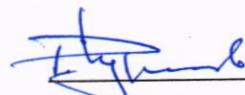
Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ  
№ 235 НА ПСП «КАЛИНОВЫЙ КЛЮЧ» ООО «ТАТНЕФТЬ-САМАРА»

Методика поверки

МП 1534-14-2023

Начальник научно-исследовательского  
отдела

  
R.P. Нурмухаметов  
Тел.: +7 (843) 299-72-00

г. Казань  
2023 г.

## 1 Общие положения

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 235 на ПСП «Калиновый Ключ» ООО «Татнефть-Самара» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта, и периодической поверки при эксплуатации.

Поверка СИКН в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единиц массы от рабочего эталона 2-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 №2356, что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 3-2020 «Государственный первичный эталон единицы массы (килограмма)» и ГЭТ 18-2020 «Государственный первичный эталон единицы плотности», или ГЭТ 216-2018 «Государственный первичный эталон единицы объема жидкости в диапазоне от  $1,0 \cdot 10^{-9}$  до  $1,0 \text{ м}^3$ », или ГЭТ 63-2019 «Государственный первичный специальный эталон единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости».

Поверка СИКН осуществляется методом косвенных измерений.

Если очередной срок поверки измерительного компонента из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки измерительного компонента, то поверяют только этот измерительный компонент, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

Допускается проведение поверки СИКН в части отдельных измерительных каналов (ИК).

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

Таблица 1

Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %	
от 10 до 160	±0,25 (брутто)	±0,35 (нетто)

## 2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки выполняют операции, согласно таблице 2.

Таблица 2

Наименование операции	Номер раздела (подраздела) методики поверки	Проведение операции при	
		первойной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений	6	Да	Да
Опробование	7.3	Да	Да
Проверка программного обеспечения средства измерений	8	Да	Да
Определение метрологических характеристик средства измерений	9	Да	Да
Проверка результатов поверки средств измерений, входящих в состав СИКН	9.1	Да	Да
Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти	9.2	Да	Да
Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти	9.3	Да	Да

*Продолжение таблицы 2*

Наименование операции	Номер раздела (подраздела) методики проверки	Проведение операции при	
		первичной проверке	периодической проверке
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	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 СИКН проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или в фактически обеспечивающимся при поверке диапазоне измерений. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазон измерений, указанный в описании типа СИКН.

3.2 Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в описании типа СИКН.

3.3 Определение метрологических характеристик ИК массы (массового расхода) нефти проводят комплектным методом на месте эксплуатации в условиях эксплуатации СИКН.

3.3.1 Определение относительной погрешности ИК массы и массового расхода проводят в рабочем диапазоне расхода расходомера массового Promass с датчиком F и электронным преобразователем 83 (далее – РМ), входящего в состав ИК массы и массового расхода. Рабочий диапазон РМ определяет владелец СИКН и оформляет в виде справки произвольной формы. Справку, согласованную принимающей (сдающей) стороной, владелец представляет представителю сервисной организации и поверителю.

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

3.3.3 Изменение расхода измеряемой среды от установленного значения (в точке расхода) не должно превышать 2,5 %.

3.3.4 Избыточное давление измеряемой среды в конце технологической схемы рекомендуется устанавливать не менее 0,3 МПа.

3.4 При соблюдении условий 3.1 - 3.3 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 применения средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимых для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
п. 7.3, п. 9	Рабочий эталон 2-го разряда (трубопоршневая поверочная установка) в	Установка поверочная трубопоршневая ТПУ Сапфир

	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, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356), в диапазоне измерений соответствующем диапазону измерений расходомеров массовых Promass (далее - СРМ), входящих в состав СИКН, с допускаемой относительной погрешностью $\pm 0,1\%$	М 100 6,3 (далее – ТПУ), регистрационный № 87731-22
--	---	---

4.2 Допускается применение других средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СИКН с требуемой точностью.

## 5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении работ соблюдают требования, определяемые документами:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации;

- в области промышленной безопасности – Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ от 27 декабря 2012 г. № 784 «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми нормативными документами;

- в области пожарной безопасности – Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 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 технической эксплуатации электроустановок потребителей;

- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон Российской Федерации от 10 января 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.

Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правилам противопожарного режима в Российской Федерации.

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.

## 6 Внешний осмотр средства измерений

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим

требованиям:

- состав СИКН должен соответствовать эксплуатационным документам;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих применению СИКН;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать их эксплуатационным документам.

Результат считают положительным, если СИКН соответствует вышеперечисленным требованиям.

## **7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений**

### **7.1 Подготовка к поверке**

Подготовку и установку средств поверки (таблица 3) и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационными документами.

Проверяют наличие в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ) наличие информации о положительных результатах поверки средств поверки, а также наличие на средствах поверки действующих знаков поверки, если это предусмотрено их описанием типа.

Для средств поверки, аттестованных в качестве эталонов, в ФИФ ОЕИ проверяют информацию об аттестации (первичной, периодической).

Собирают и заполняют нефтью технологическую схему. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек нефти через фланцевые, резьбовые и уплотнительные соединения элементов технологической схемы СИКН. На элементах технологической схемы СИКН не должно наблюдаться следов нефти. При обнаружении следов нефти поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки.

Проверяют отсутствие газа (воздуха) в технологической обвязке в верхних точках трубопровода. Для этого устанавливают расход измеряемой среды через технологическую схему СИКН в пределах рабочего диапазона и открывают краны, расположенные в верхних точках трубопроводов.

### **7.3 Опробование**

Проверяют действие и взаимодействие компонентов в составе СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН.

Проверяют наличие электропитания на компонентах (средства измерений, технологическое оборудование) СИКН.

Проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и комплексами измерительно-вычислительными ИМЦ-07 (далее – ИВК), ИВК и компьютером автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора.

Последовательно к РМ подключают ТПУ и подготавливают технологическую схему к гидравлическим испытаниям и проверке на герметичность в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН.

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

Устанавливают любое значение расхода в пределах рабочего диапазона, в технологической схеме создают максимальное рабочее давление, которое может быть при

определении МХ. СИКН 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 вентилей (кранов).

Проверяют отсутствие протечек измеряемой среды через задвижки (шаровые краны), дренажных и воздушных вентилей (кранов) при их закрытом положении, негерметичность которых может повлиять на результаты определения МХ РМ. В случае отсутствия возможности проверки герметичности задвижек, вентилей (кранов) или при установлении наличия протечек, во фланцевые соединения устанавливают заглушки.

Проверяют отсутствие 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 газа, при необходимости газ выпускают. Считают, что газ в технологической схеме отсутствует, если из вентилей вытекает струя измеряемой среды без пузырьков 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 0,2 °С.

Подготавливают ТПУ и средства измерений, применяемые при определении относительной погрешности ИК массового расхода, к ведению работ согласно инструкциям по их эксплуатации.

При вводе РМ в эксплуатацию после ремонта или при использовании отдельного контроллера-вычислителя в качестве средства измерений, применяемого при определении относительной погрешности ИК массового расхода, (дополнительно к системе обработки информации (СОИ)) проводят следующие операции:

- выполняют конфигурирование импульсного выхода электронного преобразователя (далее – ПЭП) РМ: используя коммуникатор или соответствующее программное обеспечение в память ПЭП вводят максимальное значение диапазона расхода, установленного заводом-изготовителем для РМ  $Q_{\max}^{\text{заб}}$ , т/ч, и значение частоты  $f$ , Гц, условно соответствующее  $Q_{\max}^{\text{заб}}$ .  
Принимают:

$$f \leq f_{\text{вх max}} \leq f_{\text{вых max}}, \quad (1)$$

где  $f_{\text{вх max}}$  – максимальная входная частота ИВК (из технического описания), Гц;

$f_{\text{вых max}}$  – максимальная выходная частота РМ, Гц.

Примечания:

1. При конфигурировании вместо  $Q_{\max}^{\text{заб}}$ , т/ч, допускается применять верхний предел рабочего диапазона расхода РМ, установленного в соответствии с требованиями п. А.4.2.
2. В память ИВК вводят значение коэффициента преобразования РМ по импульльному выходу  $KF_{\text{конф}}$ , имп/т, вычисляемого по формуле

$$KF_{\text{конф}} = \frac{f \cdot 3600}{Q_{\max}^{\text{заб}}}, \quad (2)$$

- выполняют конфигурирование каналов измерений температуры, давления, плотности ИВК .

Проводят установку нуля РМ согласно заводской (фирменной) инструкции по

эксплуатации данной модели РМ.

При использовании автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора, имеющего аттестованные алгоритмы для автоматической обработки результатов измерений при определении относительной погрешности ИК массового расхода, в АРМ оператора вводят исходные данные или проверяют достоверность и правильность ранее введенных исходных данных.

Результаты опробования считают положительными, если:

- компоненты СИКН функционируют и взаимодействуют в штатном режиме;
- компоненты СИКН обеспечены электропитанием;
- на дисплее ИВК или на мониторе АРМ оператора текущих значений:
  - плотности измеряемой среды, измеренной ПП, кг/м<sup>3</sup>;
  - температуры, °С, и давления, МПа, измеряемой среды в ТПУ и ПП, измеряемых соответствующими средствами измерений температуры и давления;

- устанавливают любое значение расхода в пределах рабочего диапазона, запускают поршень ТПУ и проводят пробное(ые) измерение(я). При прохождении шаровым поршнем детектора «старт» в ИВК начинается отсчет нарастающих значений:

- количества импульсов, выдаваемых РМ, имп.;
- времени прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ, с.

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

При получении отрицательных результатов опробования поверку прекращают. Выявляют и устраняют причины, вызвавшие получение отрицательного результата опробования. Повторно проводят опробование. При повторном получении отрицательных результатов опробования поверку прекращают, СИКН к эксплуатации не допускают

## **8 Проверка программного обеспечения средства измерений**

### **8.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)**

8.2 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО СИКН сведениям, приведенным в описании типа на СИКН.

8.3 Определение идентификационных данных ПО комплексов измерительно-вычислительных ИМЦ-07 (далее – ИВК) проводят в соответствии с его руководством по эксплуатации в следующей последовательности:

- включить питание, если питание было выключено;
- дождаться после включения питания появления на дисплее главного меню или войти в главное меню;
  - в главном меню выбрать пункт «Основные параметры»;
  - выбрать пункт меню «Просмотр»;
  - выбрать пункт меню «О программе», на экране появится диалоговое окно с информацией о ПО.

8.4 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН с ПО АРМ оператора «ФОРВАРД PRO» проводят в следующей последовательности:

- в основном меню, расположенном в верхней части экрана монитора автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора, выбрать пункт меню «О программе»;
- нажать кнопку «Модули», на экране появится диалоговое окно с информацией о ПО.

Полученные результаты идентификации ПО СИКН должны соответствовать данным, указанным в описании типа на СИКН.

В случае, если идентификационные данные ПО СИКН не соответствуют данным указанным в описании типа на СИКН, поверку прекращают. Выясняют и устраняют причины вызвавшие несоответствие. После чего повторно проверяют идентификационные данные ПО СИКН.

Результат считают положительным, если идентификационные данные ПО СИКН соответствуют идентификационным данным, указанным в описании типа СИКН.

## 9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проводят проверку наличия действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке и (или) записи в паспорте (формуляре) на измерительные компоненты фактически входящие в состав СИКН (указаны в таблице 1 описания типа). Входящие в состав СИКН измерительные компоненты на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных измерительных компонентов (за исключением РМ, установленных на контрольно-резервной и рабочих линиях), входящих в состав ИК массы и массового расхода, метрологические характеристики которых определяются в соответствии с Приложением А данного документа).

### Примечания

1 Показывающие СИ температуры и давления должны быть поверены в соответствии с методиками поверки, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

2 Проверку согласно 9.1 проводят для СИ (измерительных компонентов), фактически установленных на момент поверки СИКН.

3 Поверку СИКН в части отдельных ИК проводят в соответствии с Приложением А.

Результат проверки считают положительным, если СИ (измерительные компоненты), входящие в состав СИКН, имеют действующие знаки поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) запись в паспортах (формулярах), либо в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений содержатся сведения о положительных результатах поверки.

9.2 При получении положительных результатов поверки согласно п. 9.1 относительная погрешность измерений массы брутто нефти не превышает установленные пределы  $\pm 0,25\%$  и результаты контроля метрологических характеристик считаю положительными.

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН

9.3.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти  $\delta m_H$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta m_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta m^2 + \frac{\Delta W_{M.B}^2 + \Delta W_{M.P}^2 + \Delta W_{X.C}^2}{\left(1 - \frac{W_{M.B} + W_{M.P} + W_{X.C}}{100}\right)^2}}, \quad (3)$$

где  $\delta m$  – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %

$\Delta W_{M.B}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, определяется по формуле

$$\Delta W_{M.B} = \pm \frac{\sqrt{R_{M.B}^2 - 0,5 \cdot r_{M.B}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

$R_{M.B}$  – воспроизводимость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», %;

$r_{M.B}$  – повторяемость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477, %;

$\Delta W_{M.P}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, определяется по формуле

$$\Delta W_{M.P} = \pm \frac{\sqrt{R_{M.P}^2 - 0,5 \cdot r_{M.P}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (5)$$

$R_{M.P}$  – воспроизводимость метода измерений механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370, %;

$r_{M.P}$  – сходимость метода измерений механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370, %;

$\Delta W_{X.C}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, определяется по формуле

$$\Delta W_{X.C} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{X.C}^2 - 0,5 \cdot r_{X.C}^2}}{\rho_{изм} \cdot \sqrt{2}}, \quad (6)$$

$R_{X.C}$  – воспроизводимость метода определения массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» (принимают равной удвоенному значению сходимости  $r_{X.C}$ ), мг/дм<sup>3</sup>;

$r_{X.C}$  – сходимость метода определения массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534, мг/дм<sup>3</sup>;

$W_{M.B}$  – массовая доля воды в нефти, определенная в лаборатории по ГОСТ 2477, %;

$W_{X.C}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определенная по формуле

$$W_{X.C} = 0,1 \cdot \frac{\phi_{X.C}}{\rho_{изм}}, \quad (7)$$

$\phi_{X.C}$  – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>, определенная в лаборатории по ГОСТ 21534 (метод А);

$\rho_{изм}$  – плотность нефти при условиях измерений,  $\phi_{X.C}$ , кг/м<sup>3</sup>;

$W_{M.P}$  – массовая доля механических примесей в нефти, определенная в лаборатории по ГОСТ 6370, %.

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

## 10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов, а именно:

- значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы  $\pm 0,25\%$ ;

- значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы  $\pm 0,35\%$ ;

СИКН считаются соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.

## **11 Оформление результатов поверки**

11.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом согласно Приложению Б. Допускается оформлять протокол поверки в измененном виде.

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

11.2 При положительных результатах поверки СИКН признается пригодной к применению.

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

При оформлении свидетельства о поверке на оборотной стороне указывают пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти.

К свидетельству о поверке СИКН прикладывают:

- перечень автономных измерительных блоков (средств измерений), входящих в состав СИКН, с указанием их заводских номеров;

- протокол поверки СИКН.

11.3 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают. Результаты поверки оформляют в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

**Приложение А  
(обязательное)**  
**Проверка СИКН в части отдельного  
измерительного канала массы и массового расхода**

A.1 Определение относительной погрешности ИК массы и массового расхода при комплектной поверке.

Определение относительной погрешности ИК массы и массового расхода и обработка результатов измерений соответствует алгоритму, приведенному в МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности».

A.1.1 Относительную погрешность ИК массы и массового расхода определяют при крайних значениях расхода рабочего диапазона РМ, входящего в состав ИК, и значениях, установленных с интервалом 25-30 % от максимального расхода рабочего диапазона.

Допускается определение относительной погрешности проводить в трех точках рабочего диапазона РМ: при минимальном  $Q_{\min}$ , т/ч, среднем  $[0,5 \times (Q_{\min} + Q_{\max})]$ , т/ч, и максимальном  $Q_{\max}$ , т/ч, значениях расхода. Требуемые значения расхода, начиная от  $Q_{\min}$ , т/ч, в сторону увеличения или от  $Q_{\max}$ , т/ч, в сторону уменьшения.

Примечание – Значение расхода  $Q_{\min}$ , т/ч, не должно быть менее расхода, при котором проведена проверка на отсутствие протечек ТПУ (из действующего протокола поверки ТПУ).

A.1.2 Устанавливают требуемый расход  $Q_j$ , т/ч, значение которого контролируют по ТПУ.

A.1.2.1 После установления расхода запускают поршень, измеряют время прохождения поршня по калиброванному участку ТПУ и вычисляют значение расхода в j-й точке расхода  $Q_{T\mu yj}$ , т/ч, по формуле

$$Q_{T\mu yj} = \frac{V_0^{T\mu y} \cdot 3600}{T_j} \cdot \rho_j^{\mu\mu} \cdot 10^{-3}, \quad (\text{A.1})$$

где  $V_0^{T\mu y}$  – вместимость калиброванного участка ТПУ согласно свидетельству о поверке ТПУ, м<sup>3</sup>;

$T_j$  – время прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ в j-й точке расхода, с;

$\rho_j^{\mu\mu}$  – плотность нефти, измеренная ПП при установлении расхода в j-й точке, кг/м<sup>3</sup>.

Примечание – Если АРМ оператора (или УОИ) оснащено соответствующими алгоритмами по А.5.10, то значение расхода  $Q_{T\mu yij}$ , т/ч, рекомендуется вычислять по формуле

$$Q_{T\mu yij} = \frac{V_{np\,ij}^{T\mu y} \cdot 3600}{T_{ij}} \cdot \rho_{np\,ij}^{\mu\mu} \cdot 10^{-3}, \quad (\text{A.2})$$

где  $V_{np\,ij}^{T\mu y}$  – вместимость калиброванного участка ТПУ при i-ом измерении в j-й точке расхода, приведенная к рабочим условиям в ТПУ, м<sup>3</sup>;

$T_{ij}$  – время прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ при i-ом измерении в j-й точке расхода, с;

$\rho_{np\,ij}^{\mu\mu}$  – плотность нефти при i-ом измерении в j-й точке расхода, измеренная ПП и приведенная к рабочим условиям в ТПУ, кг/м<sup>3</sup>.

Значения  $V_{np\,ij}^{T\mu y}$ , м<sup>3</sup>, и  $\rho_{np\,ij}^{\mu\mu}$ , кг/м<sup>3</sup>, определяют по формуле (А.6) и (А.7) соответственно.

A.1.2.2 Проверяют выполнение условия

$$\left| \frac{Q_j - Q_{\text{ппу}}}{Q_{\text{ппу}}} \right| \cdot 100 \leq 2,0 \%. \quad (\text{A.3})$$

A.1.2.3 В случае невыполнения условия (A.3) корректируют расход, контролируя его значение по A.1.2.1 и A.1.2.2.

После стабилизации расхода и температуры нефти в  $j$ -ой точке расхода проводят серию измерений, последовательно запуская поршень ТПУ.

Количество измерений в каждой  $j$ -ой точке расхода  $n_j$ : не менее 5-ти.

A.1.4 Для каждого  $i$ -го измерения в каждой  $j$ -ой точке расхода регистрируют (отсчитывают) и записывают в протокол поверки СИКН, рекомендуемая форма которого приведена в Приложении Б:

- время прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ,  $T_{ij}$ , с;

- значение массового расхода  $Q_{ij}$ , т/ч;

Примечания:

1 Расход  $Q_{ij}$ , т/ч, вычисляют по формуле (A.1).

2 При реализации ГХ РМ в СОИ в виде линейно-кусочной аппроксимации рекомендуется дополнительно регистрировать выходную частоту РМ.

- количество импульсов, выдаваемое РМ за время одного измерения,  $N_{ij}^{\text{мас}}$ , имп.;

- значения температуры,  $t_{ij}^{\text{ппу}}$ , °C, и давления  $P_{ij}^{\text{ппу}}$ , МПа в ТПУ;

Примечание – Значения  $t_{ij}^{\text{ппу}}$ , °C, и  $P_{ij}^{\text{ппу}}$ , МПа, вычисляют по алгоритму

$$\bar{a} = 0,5 \cdot (a_{\text{вх}} + a_{\text{вых}}), \quad (\text{A.4})$$

где  $\bar{a}$  – среднее арифметическое значение параметра ( $t_{ij}^{\text{ппу}}$ , °C, и  $P_{ij}^{\text{ппу}}$ , МПа);

$a_{\text{вх}}, a_{\text{вых}}$  – значения параметров (температуры и давления), измеренные соответствующими СИ, установленными на входе и выходе ТПУ.

- значение плотности нефти, измеренное ПП  $\rho_{ij}^{\text{пп}}$ , кг/м<sup>3</sup>;

- значения температуры и давления нефти в ПП  $t_{ij}^{\text{пп}}$ , °C и  $P_{ij}^{\text{пп}}$ , МПа, соответственно.

## A.2 Обработка результатов измерений

### A.2.1 Определение параметров ГХ РМ

A.2.1.1 При любом способе реализации ГХ (в ПЭП или СОИ) для каждого  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке расхода вычисляют значение массы нефти  $M_{ij}^{\text{пз}}$ , т, используя результаты измерений ТПУ и ПП, по формуле

$$M_{ij}^{\text{пз}} = V_{np\ ij}^{\text{ппу}} \cdot \rho_{np\ ij}^{\text{пп}} \cdot 10^{-3}, \quad (\text{A.5})$$

где  $V_{np\ ij}^{\text{ппу}}$  – вместимость калиброванного участка ТПУ при  $i$ -ом измерении в  $j$ -ой точке расхода, приведенная к рабочим условиям в ТПУ, м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле

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

где  $\alpha_t$  – коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ, °C<sup>-1</sup>, определяют по таблице А.1;

$E$  – модуль упругости материала стенок ТПУ, МПа;

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

Таблица А.1 – Коэффициенты линейного расширения и значения модуля упругости материала стенок ТПУ

Материал стенок ТПУ	$\alpha_t$ , °C-1	$E$ , МПа
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

$\rho_{np\ ij}^{pp}$  – плотность нефти при  $i$ -ом измерении в  $j$ -ой точке расхода, измеренная ПП и приведенная к рабочим условиям в ТПУ, кг/м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле

$$\rho_{np\ ij}^{pp} = \rho_{ij}^{pp} \cdot \left[ 1 + \beta_{\infty ij} \cdot \left( t_{ij}^{pp} - t_{ij}^{PPY} \right) \right] \cdot \left[ 1 + \gamma_{\infty ij} \cdot \left( P_{ij}^{PPY} - P_{ij}^{pp} \right) \right], \quad (\text{A.7})$$

где  $\beta_{\infty ij}$  – коэффициент объемного расширения нефти, °C<sup>-1</sup>, значение которого определяют по Р 50.2.076;

$\gamma_{\infty ij}$  – коэффициент сжимаемости измеряемой среды, МПа<sup>-1</sup>, значение которого определяют по Р 50.2.076.

Дальнейшую обработку результатов измерений проводят в зависимости от способа реализации ГХ.

#### A.2.1.2 ГХ реализуют в ПЭП

Для каждого  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке расхода вычисляют значение массы нефти, измеренное РМ  $M_{ij}^{mac}$ , т, по формуле

$$M_{ij}^{mac} = \frac{N_{ij}^{mac}}{KF_{конф}}. \quad (\text{A.8})$$

Вычисляют коэффициент коррекции измерений массы (mass-factor) (далее – коэффициент коррекции) для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке расхода  $MF_{ij}$  по формуле

$$MF_{ij} = \frac{M_{ij}^{po}}{M_{ij}^{mac}} \cdot MF_{\text{диап}}^{уст}. \quad (\text{A.9})$$

где  $MF_{\text{диап}}^{уст}$  – коэффициент коррекции измерений массы, установленный в ПЭП по результатам предыдущей поверки или определения МХ.

Примечание – Перед вводом РМ в эксплуатацию или после замены ПЭП значение  $MF_{\text{диап}}^{уст}$  принимают равным 1.

Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента коррекции в  $j$ -ой точке расхода  $\overline{MF}_j$  по формуле

$$\overline{MF}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ij}}{n_j}, \quad (\text{A.10})$$

где  $n_j$  – количество измерений в  $j$ -ой точке расхода.

Оценивают среднее квадратическое отклонение (СКО) результатов вычислений средних арифметических значений коэффициентов коррекции для точек расхода в рабочем диапазоне  $S_{\text{duan}}^{MF}$ , %, по формуле

$$S_{\text{duan}}^{MF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \left( \frac{MF_{ij} - \bar{MF}_j}{\bar{MF}_j} \right)^2}{\sum n_j - 1}} \cdot 100, \quad (\text{A.11})$$

где  $\sum n_j$  – суммарное количество измерений в рабочем диапазоне;

$m$  – количество точек разбиения рабочего диапазона.

Проверяют выполнение условия

$$S_{\text{duan}}^{MF} \leq 0,03 \%. \quad (\text{A.12})$$

В случае невыполнения условия (A.12) в какой-либо точке расхода дальнейшую обработку результатов измерений прекращают, выясняют и устраняют причины, вызвавшие невыполнение условия (A.12). Повторно проводят операции по А.1.1-А.1.4.

При выполнении условия (A.12) проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента коррекции для РМ в рабочем диапазоне расхода  $MF_{\text{duan}}$  по формуле

$$MF_{\text{duan}} = \frac{\sum_{j=1}^m \bar{MF}_j}{m}, \quad (\text{A.13})$$

Вычисляют новое значение градуировочного коэффициента  $K_{ep}$  по формуле

$$K_{ep} = K_{ep}^{\text{ПЭП}} \cdot MF_{\text{duan}}, \quad (\text{A.14})$$

где  $K_{ep}^{\text{ПЭП}}$  – градуировочный коэффициент, определенный при предыдущей поверке или заводской калибровке или определении МХ и установленный в ПЭП.

Примечание – Новое значение  $K_{ep}$  определяют только для ПЭП, не имеющего функцию ввода коэффициента коррекции  $MF_{\text{duan}}$ .

#### A.2.1.3 ГХ реализуют в СОИ

Вычисляют коэффициент преобразования для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке расхода  $KF_{ij}$ , имп/т, по формуле

$$KF_{ij} = \frac{N_{ij}^{\text{mac}}}{M_{ij}^{\text{po}}}. \quad (\text{A.15})$$

Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента преобразования в  $j$ -ой точке расхода  $\bar{KF}_j$  по формуле

$$\bar{KF}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} KF_{ij}}{n_j}, \quad (\text{A.16})$$

В зависимости от вида реализации ГХ в СОИ вычисляют СКО результатов определений средних арифметических значений коэффициента преобразования для точек расхода:

- в рабочем диапазоне  $S_{\text{duan}}^{KF}$ , %, если ГХ реализуют в виде постоянного значения коэффициента

преобразования в рабочем диапазоне, по формуле

$$S_{\text{duan}}^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \left( \frac{KF_{ij} - \bar{KF}_j}{\bar{KF}_j} \right)^2}{\sum n_j - 1}} \cdot 100, \quad (\text{A.17})$$

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

$$S_k^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=k}^{k+1} \sum_{i=1}^{n_j} \left( \frac{KF_{ij} - \bar{KF}_j}{\bar{KF}_j} \right)^2}{\sum (n_j + n_{j+1} - 1)_k}} \cdot 100, \quad (\text{A.18})$$

Проверяют выполнение условия

$$S_{\text{duan}}^{KF}; S_k^{KF} \leq 0,03 \%. \quad (\text{A.19})$$

В случае невыполнения условия (A.19) в какой-либо точке расхода дальнейшую обработку результатов измерений прекращают, выясняют и устраниют причины, вызвавшие невыполнение условия (A.17). Повторно проводят операции по А.1.1-А.1.4.

При выполнении условия (A.19) проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

Если ГХ РМ реализуют в виде постоянного значения коэффициента преобразования в рабочем диапазоне, то вычисляют среднее значение коэффициента преобразования для рабочего диапазона  $KF_{\text{duan}}$ , имп/т по формуле

$$KF_{\text{duan}} = \frac{\sum_{j=1}^m \bar{KF}_j}{m}, \quad (\text{A.20})$$

## A.2.2 Определение погрешностей при реализации ГХ РМ в ПЭП

A.2.2.1 При реализации ГХ в ПЭП составляющие погрешности и относительную погрешность определяют для рабочего диапазона.

A.2.2.2 Случайную составляющую погрешности  $\varepsilon$ , %, вычисляют по формуле

$$\varepsilon = t_{(P,n)} \cdot S_{\text{duan}}^{MF}, \quad (\text{A.21})$$

где  $t_{(P,n)}$  – квантиль распределения Стьюдента (коэффициент, зависящий от доверительной вероятности Р и количества измерений  $n$  ( $n = \sum n_j$ )), значение которого определяют по таблице А.2;

$S_{\text{duan}}^{MF}$  – значение СКО, вычисленное по формуле (A.11).

Таблица А.2 – Значения квантиля распределения Стьюдента  $t_{(P,n)}$  при  $P = 0,95$

$n-1$	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
$t_{(P,n)}$	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,203	2,179	2,162	2,145	2,132	2,120

Продолжение таблицы А.2

$n-1$	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
$t_{(P,n)}$	2,110	2,101	2,093	2,086	2,080	2,07	2,07	2,06	2,06	2,06	2,05	2,05

A.2.2.3 Систематическую составляющую погрешности  $\Theta_{\Sigma}$ , %, вычисляют по формуле

$$\Theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{ПП}})^2 + (\delta_{\text{ПП}})^2 + (\Theta_t)^2 + (\delta_K^{YOH})^2 + (\Theta_{\text{duan}}^{MF})^2 + (\delta_0^{mac})^2}, \quad (\text{A.22})$$

где  $\delta_{\text{TPU}}$  – пределы допускаемой относительной погрешности ТПУ, % (из свидетельства о поверке);

$\delta_{\text{ПП}}$  – пределы допускаемой относительной погрешности ПП, %;

$\Theta_t$  – дополнительная составляющая систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_t = \beta_{j_{\max}} \cdot \sqrt{(\Delta t_{\text{TPU}})^2 + (\Delta t_{\text{ПП}})^2} \cdot 100, \quad (\text{A.23})$$

где  $\beta_{j_{\max}}$  – максимальное значение из ряда значений  $\beta_{j_{ij}}$ ;

$\Delta t_{\text{TPU}}, \Delta t_{\text{ПП}}$  – пределы допускаемых абсолютных погрешностей средств измерений температуры, применяемых в процессе определения относительной погрешности для измерений температуры измеряемой среды в ТПУ и ПП, соответственно, °C (из действующих свидетельств о поверке или описания типа);

$\delta_k^{\text{YOK}}$  – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислении коэффициента преобразования РМ, % (из свидетельства о поверке или описания типа);

$\Theta_{\text{duan}}^{MF}$  – составляющая систематической погрешности РМ, вызванная усреднением (аппроксимацией) коэффициента коррекции  $MF_{\text{duan}}$  в рабочем диапазоне, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_{\text{duan}}^{MF} = \left| \frac{MF_j - MF_{\text{duan}}}{MF_{\text{duan}}} \right|_{\max} \cdot 100, \quad (\text{A.24})$$

$\delta_0^{\text{mac}}$  – значение относительной погрешности стабильности нуля РМ, %, вычисляют по формуле

$$\delta_0^{\text{mac}} = \frac{2 \cdot ZS}{Q_{\min} + Q_{\max}}, \quad (\text{A.25})$$

где  $ZS$  – значение стабильности нуля, т/ч (из описания типа РМ).

Примечания:

1 При определении относительной погрешности ИК массового расхода на месте эксплуатации дополнительной систематической погрешностью РМ, вызванной изменением давления измеряемой среды при эксплуатации от значения, имеющего место при определении относительной погрешности ИК массового расхода, пренебрегают.

A.2.2.4 Относительную погрешность ИК  $\delta$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\Theta_{\Sigma} + \varepsilon) & \text{если } 0,8 \leq \Theta_{\Sigma} / S_{\text{duan}}^{MF} \leq 8 \\ \Theta_{\Sigma} & \text{если } \Theta_{\Sigma} / S_{\text{duan}}^{MF} > 8 \end{cases}, \quad (\text{A.26})$$

где  $Z_{(P)}$  – коэффициент, зависящий от доверительной вероятности Р и величины соотношения  $\Theta_{\Sigma} / S_{\text{duan}}^{MF}$ , значение которого определяют по таблице А.3.

Таблица А.3 – Значение коэффициента  $Z_{(P)}$  при  $P = 0,95$

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

A.2.3 Определение погрешностей при реализации ГХ РМ в СОИ в виде постоянного значения коэффициента преобразования

A.2.3.1 При реализации ГХ РМ в СОИ в виде постоянного значения коэффициента преобразования составляющие погрешности и относительную погрешность определяют для рабочего диапазона.

Случайную составляющую погрешности  $\varepsilon$ , %, вычисляют по формуле

$$\varepsilon = t_{(P,n)} \cdot S_{\text{duan}}^{KF}, \quad (\text{A.27})$$

где  $S_{\text{duan}}^{KF}$  – значение СКО, вычисленное по формуле (A.17).

Примечание – При определении  $t_{(P,n)}$  принимают:  $n = \Sigma n_j$ .

Систематическую составляющую погрешности  $\Theta_\Sigma$ , %, вычисляют по формуле

$$\Theta_\Sigma = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{ПП}})^2 + (\delta_{\text{ПП}})^2 + (\Theta_t)^2 + (\delta_K^{\text{YOH}})^2 + (\Theta_{\text{duan}}^{KF})^2 + (\delta_0^{\text{mac}})^2}, \quad (\text{A.28})$$

где  $\Theta_{\text{duan}}^{KF}$  – составляющая систематической погрешности, обусловленной аппроксимацией ГХ РМ в рабочем диапазоне расхода, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_{\text{duan}}^{KF} = \left| \frac{\overline{KF}_j - KF_{\text{duan}}}{KF_{\text{duan}}} \right|_{\max} \cdot 100, \quad (\text{A.29})$$

Относительную погрешность ИК массы и массового расхода  $\delta$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\Theta_\Sigma + \varepsilon) & \text{если } 0,8 \leq \Theta_\Sigma / S_{\text{duan}}^{KF} \leq 8 \\ \Theta_\Sigma & \text{если } \Theta_\Sigma / S_{\text{duan}}^{KF} > 8 \end{cases}, \quad (\text{A.30})$$

где  $Z_{(P)}$  – коэффициент, зависящий от доверительной вероятности Р и величины соотношения  $\Theta_\Sigma / S_{\text{duan}}^{KF}$ , значение которого определяют по таблице А.4.

**A.2.4 Определение погрешностей при реализации ГХ РМ в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации**

**A.2.4.1** При реализации ГХ РМ в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации составляющие погрешности и относительную погрешность определяют для каждого k-го поддиапазона расхода.

Случайную составляющую погрешности  $\varepsilon_k$ , %, вычисляют по формуле

$$\varepsilon_k = t_{(P,n)} \cdot S_k^{KF}, \quad (\text{A.31})$$

где  $S_k^{KF}$  – значение СКО, вычисленное по формуле (A.17).

Примечание – При определении  $t_{(P,n)}$  принимают:  $n = (n_j + n_{j+1})_k$ .

Систематическую составляющую погрешности  $\Theta_{\Sigma k}$ , %, вычисляют по формуле

$$\Theta_{\Sigma k} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{ПП}})^2 + (\delta_{\text{ПП}})^2 + (\Theta_t)^2 + (\delta_K^{\text{YOH}})^2 + (\Theta_k^{KF})^2 + (\delta_{0k}^{\text{mac}})^2}, \quad (\text{A.32})$$

где  $\Theta_k^{KF}$  – составляющая систематической погрешности, обусловленная аппроксимацией ГХ РМ в k-ом поддиапазоне расхода, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_k^{KF} = \frac{1}{2} \cdot \left| \frac{\overline{KF}_j - \overline{KF}_{j+1}}{\overline{KF}_j + \overline{KF}_{j+1}} \right|_{(k)} \cdot 100, \quad (\text{A.33})$$

$\delta_{0k}^{\text{mac}}$  – значение относительной погрешности стабильности нуля РМ в k-ом поддиапазоне расхода, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{0k}^{\text{mac}} = \frac{2 \cdot ZS}{Q_{k \min} + Q_{k \max}}, \quad (\text{A.34})$$

где  $Q_{k \min}, Q_{k \max}$  – минимальное и максимальное значения расхода в k-ом поддиапазоне (в начале и в конце k-го поддиапазона) соответственно, т/ч.

Относительную погрешность ИК  $\delta_k$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta_k = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\Theta_{\Sigma k} + \varepsilon_k) & \text{если } 0,8 \leq \Theta_{\Sigma k} / S_k^{KF} \leq 8 \\ \Theta_{\Sigma k} & \text{если } \Theta_{\Sigma k} / S_k^{KF} > 8 \end{cases}, \quad (A.35)$$

где  $Z_{(P)}$  – коэффициент, зависящий от доверительной вероятности Р и величины соотношения  $\Theta_{\Sigma} / S_k^{KF}$ , значение которого определяют по таблице А.4.

### A.3 Оценивание относительной погрешности ИК массы и массового расхода

Оценивают значения относительных погрешностей в зависимости от способа и вида реализации ГХ, для чего проверяют выполнение условия

- для контрольно-резервного РМ, используемого в качестве контрольного

$$(|\delta|, |\delta_k|) \leq 0,20\%; \quad (A.36)$$

- для рабочих и контрольно-резервного РМ, используемого в качестве резервного

$$(|\delta|, |\delta_k|) \leq 0,25\% \quad (A.37)$$

При выполнении условий (A.36) и (A.37) ИК массы и массового расхода допускается к применению.

Если условия (A.36) и (A.37) не выполняются, то выясняют причины, устраняют их и проводят повторные операции согласно разделу приложению А.

При невыполнении одного из условий (A.36) или (A.37) рекомендуется: - увеличить количество измерений в точках расхода;- уменьшить рабочий диапазон, если ГХ РМ реализуется в ПЭП в виде постоянного значения градуировочного коэффициента ( $K_{ep}$ ) или коэффициента коррекции (meter-factor -  $MF_{duan}$ ), или в СОИ в виде постоянного значения K-фактора в рабочем диапазоне ( $KF_{duan}$ , имп/т);

- увеличить количество точек разбиения рабочего диапазона (уменьшить поддиапазон расхода), если ГХ РМ реализуется в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации значений  $\overline{KF}_j$ . (имп/т).

**Приложение Б**  
**(рекомендуемое)**  
**Форма протокола поверки СИКН**  
**ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № \_\_\_\_\_**

Стр. \_\_ из \_\_

Наименование средства измерений: \_\_\_\_\_

Тип, модель, изготовитель: \_\_\_\_\_

Заводской номер: \_\_\_\_\_

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

Методика поверки: \_\_\_\_\_

Место проведения поверки: \_\_\_\_\_

Поверка выполнена с применением: \_\_\_\_\_

Условия проведения поверки:

Температура окружающей среды: \_\_\_\_\_

Атмосферное давление: \_\_\_\_\_

Относительная влажность: \_\_\_\_\_

**РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ**

1 Внешний осмотр: \_\_\_\_\_  
 (соответствует/не соответствует)

2 Подтверждение соответствия программного обеспечения \_\_\_\_\_  
 (соответствует/не соответствует)

3 Опробование: \_\_\_\_\_  
 (соответствует/не соответствует)

4 Определение (контроль) метрологических характеристик

4.1 Определение метрологических характеристик СИКН в части отдельного ИК массы и массового расхода

РМ:	Датчик:	Тип _____	Зав. № _____
	Преобразователь:	Тип _____	Зав. № _____
ТПУ:	Тип _____	Зав. № _____	Разряд _____
ПП:	Тип _____	Зав. № _____	Дата поверки _____
Измеряемая среда _____			
Дата поверки _____			

Таблица 1– Исходные данные

Детекто ры	ТПУ							ПП		ИВК		PM
	$V_0^{T_{ПУ}}$ , м <sup>3</sup>	D, мм	s, мм	E, МПа	$\alpha_t$ , °C <sup>-1</sup>	$\delta_{T_{ПУ}}$ , %	$\Delta t_{T_{ПУ}}$ , °C	$\delta_{ПП}$ , %	$\Delta t_{ПП}$ , °C	$\delta_k^{Y_{ПИ}}$ , %	$KF_{конф}$ , имп/т	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблица 2 – Результаты единичных измерений и вычислений

№ точ/ № изм. ( $j/i$ )	$Q_{ij}$ , т/ч	$f_{ij}$ , Гц	Результаты измерений									Результаты вычислений				
			по ТПУ				по ПП			по РМ						
			Детек- торы	$T_{ij}$ , с	$t_{ij}^{TPU}$ , °C	$\bar{P}_{ij}^{TPU}$ , МПа	$\rho_{ij}^{PP}$ , кг/м <sup>3</sup>	$t_{ij}^{PP}$ , °C	$P_{ij}^{PP}$ , МПа	$N_{ij}^{mac}$ , имп.	$V_{np\ ij}^{TPU}$ , м <sup>3</sup>	$\rho_{np\ ij}^{PP}$ , кг/м <sup>3</sup>	$M_{ij}^{pp}$ , Т	$M_{ij}^{mac}$ , Т	$MF_{ij}$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
$I/1$																
...																
$I/n_1$																
...																
$m/1$																
...																
$m/n_m$																

Таблица 3 – Значения коэффициентов, использованных при вычислениях

$t_{(P,n)}$	$Z_{(P)}$
1	2

Таблица 4 – Результаты вычислений при реализации ГХ в ПЭП

Точка расхода ( $j$ )	$\bar{Q}_j$ , т/ч	$\bar{MF}_j$	$S_{duan}^{MF}$ , %	$\delta_0^{mac}$ , %	$MF_{duan}$	$K_{ep}$ ,	$\varepsilon$ , %	$\Theta_\Sigma$ , %	$\delta$ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1									
...									
$m$									

Таблица 5 – Результаты вычислений при реализации ГХ в СОИ в виде кусочно – линейной аппроксимации значений  $\bar{KF}_j$ 

Точка расхода ( $j$ )	$\bar{Q}_j$ , т/ч	$\bar{KF}_j$ , имп/т	№ подди- апазона ( $k$ )	$Q_{k \min}$ , т/ч	$Q_{k \max}$ , т/ч	$S_k^{KF}$ , %	$\delta_{0k}^{mac}$ , %	$\Theta_k^{KF}$ , %	$\varepsilon_k$ , %	$\Theta_{\Sigma k}$ , %	$\delta_k$ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1			1								
2			...								
...			$m-1$								
$m$											

Примечание –Форму таблицы 4 выбирают в зависимости от способа и вида реализации ГХ РМ.

Относительная погрешность ИК массы и массового расхода измеряемой среды (с контрольно-резервным/рабочим РМ) установленным в описании типа СИКН пределам \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует)

Подпись лица, проводившего работы \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ подпись \_\_\_\_\_ И.О. Фамилия

Дата проведения работы «\_\_\_\_\_» 20\_\_\_\_ г.

4.2 Проверка наличия действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке и (или) записи в паспорте (формуляре) на измерительные компоненты СИКН и свидетельства о поверке СИКН в части отдельных ИК: \_\_\_\_\_

(соответствует/не соответствует)

4.3 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует п. 9.2)

4.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Таблица 1 – Результаты измерений и вычислений

$\delta m$ , %	$W_{M.B}$ , %	$W_{X.C}$ , %	$W_{M.\Pi}$ , %	$\Delta W_{M.B}$ , %	$\Delta W_{X.C}$ , %	$\Delta W_{M.\Pi}$ , %	$\delta m_H$ , %

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует п. 9.3.2)

Подпись лица, проводившего работы \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_  
подпись \_\_\_\_\_ И.О. Фамилия

Дата проведения поверки « \_\_\_\_ » 20 \_\_\_\_ г.