

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ»
(ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»)
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ – АВТОМАТИЗАЦИЯ И
МЕТРОЛОГИЯ»
(АО «ТРАНСНЕФТЬ – АВТОМАТИЗАЦИЯ И МЕТРОЛОГИЯ»)

«СОГЛАСОВАНО»

Главный инженер
АО «Транснефть – Автоматизация и
Метрология»

 И.Ф. Гибяев

«05» декабря 2025 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 397
на ПСП «Енисей»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-0092-ТАМ-2025

г. Москва
2025

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 397 на ПСП «Енисей» (далее – СИКН), заводской № 397, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации, в том числе после ремонта.

СИКН соответствует требованиям к средству измерений (далее – СИ), установленным Государственной поверочной схемой применимой для Государственного первичного специального эталона единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости и прослеживается к ГЭТ 63-2025.

Метрологические характеристики (МХ) СИ, входящих в состав СИКН, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ). Метрологические характеристики СИКН определяются на месте эксплуатации расчетным методом. Метрологические характеристики измерительного канала массового расхода нефти (далее – ИК массового расхода нефти) определяют поэлементным или комплексным методом.

Если очередной срок поверки СИ или ИК массового расхода нефти (в случае поверки СИКН в части отдельного ИК массового расхода нефти), входящего в состав СИКН, наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИ или СИКН в части отдельного ИК массового расхода нефти, входящего в состав СИКН, то поверяют только это СИ или СИКН в части отдельного ИК массового расхода нефти, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

Допускается проведение поверки СИКН в части отдельных ИК массового расхода нефти в соответствии с заявлением владельца СИКН.

В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблицах 1,2.

Таблица 1

Диапазон измерений расхода нефти*, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %
от 43 до 146	±0,25	±0,35

*Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.

Таблица 2

№	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений*, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	ИК массового расхода нефти	1 (ИЛ №1)	СРМ	ИВК	от 43 до 146	±0,25%
2	ИК массового расхода нефти	1 (ИЛ № 2)	СРМ	ИВК	от 44 до 146	±0,25%

* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при определении метрологических характеристик соответствующего ИК массового расхода нефти и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 3.

Таблица 3

Наименование операции	Обязательность выполнения операций при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр	Да	Да	6
Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	Да	Да	7.1 7.2
Опробование (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	Да	Да	7.3
Определение МХ СИ	Да	Да	9
Подтверждение соответствия метрологическим требованиям	Да	Да	10

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 фактически обеспечиваемом 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 СИКН.

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

3.3 Определение МХ ИК массового расхода нефти в БИЛ проводят при условиях, предусмотренных 3.5 или 3.6, в зависимости от применяемого способа.

3.5 Определение МХ ИК массового расхода нефти комплектным способом проводят по алгоритму поверки СРМ, приведенному в приложении А настоящего документа.

3.6 Определение МХ ИК массового расхода нефти, при поэлементном способе, проводят при условиях, предусмотренных методиками поверки СИ, входящих в состав ИК массового расхода нефти.

3.7 При соблюдении условий 3.1, 3.3 и 3.5 или 3.1, 3.3 и 3.6 считают, что факторы, которые могут оказать влияние на точность результатов измерений при поверке, отсутствуют.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 4.

Таблица 4

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения работ	Перечень рекомендуемых средств поверки
п.7.1, 7.2 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	Средство измерений температуры окружающего воздуха с диапазоном измерений, обеспечивающим измерение температуры окружающего воздуха в условиях эксплуатации СИКН.	Прибор комбинированный, Testo-622, (регистрационный № 53505-13).
п. 9 Определение метрологических характеристик	<p>Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с ГПС часть 2, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356 (ПУ) с диапазоном расхода, соответствующим диапазону измерений счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели CMF 300 (далее – СРМ), и пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,05\%$.</p> <p>Поточный преобразователь плотности (далее - ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$.</p> <p>Турбинный преобразователь расхода (ТПР), входящий в состав ПУ.</p> <p>Преобразователи избыточного давления (далее – ДД) с унифицированным выходным сигналом с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5\%$.</p> <p>Датчики температуры (далее – ДТ) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$;</p> <p>Комплекс измерительно-вычислительный с пределами допускаемой относительной погрешности при преобразовании сигналов от первичных преобразователей и вычислении коэффициентов преобразования преобразователей расхода при определении метрологических характеристик</p>	<p>Установка поверочная «ВСП-М» (регистрационный № 18099-99) в комплекте с ПП, ТПР, ДД и ДТ.</p> <p>Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (регистрационный № 15644-01)</p> <p>ДД (регистрационный № 14061-99)</p> <p>ДТ (регистрационный № 22257-01 в комплекте с преобразователем измерительным регистрационный № 28034-05)</p> <p>Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01 (регистрационный № 67527-17)</p>

	±0,025 %, пределы допускаемой относительной погрешности при преобразовании сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти ±0,05 % (далее – ИВК).	
Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.		

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении поверки должны соблюдаться требования правил безопасности при эксплуатации средств поверки и СИКН, приведенных в их эксплуатационных документах, и инструкций по охране труда, действующих на объекте.

К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, инструкции (руководства) по эксплуатации СИКН и средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда.

6 Внешний осмотр средства измерений

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- состав СИКН должен соответствовать эксплуатационной документации;
- 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 эксплуатационной документации.

Результат считают положительным, если СИКН соответствует вышеперечисленным требованиям.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ) проводят с применением средств поверки в соответствии с таблицей 4. Параметры измеряемой среды контролируем по автоматизированным рабочим местам (АРМ) оператора СИКН с применением соответствующих СИ из состава СИКН.

7.2 Подготовка к поверке

Подготовку и установку средств поверки (таблица 4) и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Проверяют наличие в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФОЕИ) 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 ФИФОЕИ проверяют информацию о периодической аттестации.

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.

7.3 Опробование

7.3.1 Проверяют действие и взаимодействие СИ в составе СИКН в соответствии с эксплуатационной документацией СИКН, следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на СИ СИКН и средствах поверки;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК и компьютером автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора.

Результат опробования считают положительным, если получены положительные результаты по п. 7.3.1 методики поверки (при поэлементном способе).

7.3.2 Опробование СРМ, входящего в состав ИК массового расхода проводят в соответствии с приложением А настоящего документа.

7.3.3 Результат опробования считают положительным, если получены положительные результаты по п. 7.3.1 методики поверки (при поэлементном способе).

7.3.4 Результат опробования считают положительным, если получены положительные результаты по п. 7.3.1 и по п. 7.3.2 в соответствии с приложением А настоящего документа (при комплектном способе).

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН проводят в соответствии с руководством оператора.

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

9 Определение МХ средства измерений

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН

Проверяют фактически установленные в СИКН СИ на соответствие перечню СИ согласно описанию типа СИКН.

Проверяют у СИ, фактически установленных в СИКН на момент ее поверки, наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФОЕИ и действующих знаков поверки, если нанесение знаков поверки на СИ предусмотрено их описаниями типа.

Перечень СИ, фактически установленных в СИКН, с указанием информации о положительных результатах поверки в ФИФОЕИ приводят в протоколе поверки СИКН.

Входящие в состав СИКН СИ на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с методиками поверки, установленными при утверждении типа данных СИ и сведения об их поверке размещены в ФИФОЕИ.

Сведения о результатах поверки фактически установленных СИ в составе СИКН заносятся в протокол поверки СИКН.

При наличии сведений о поверке СИКН в части отдельного ИК массового расхода нефти, сведения о поверке СРМ, входящих в состав ИК массового расхода нефти, из их

состава не требуются, в этом случае в протокол поверки СИКН заносятся сведения о поверке СИКН в части отдельного ИК массового расхода.

При наличии действующих сведений о поверке СИКН в части отдельного ИК массового расхода нефти или сведений о поверке СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти, метрологические характеристики данного ИК массового расхода нефти при текущей поверке СИКН не определяются.

При отсутствии информации о положительных результатах поверки в ФИФ ОЕИ и (или) действующих знаков поверки на СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти или при отсутствии информации о поверке СИКН в части ИК массового расхода нефти, допускается определение МХ ИК массового расхода нефти в соответствии с приложением А настоящего документа.

Результат проверки считают положительным, если фактически установленные СИ на СИКН на момент проведения поверки соответствуют перечню СИ, входящих в состав СИКН, приведенному в описании типа СИКН, имеют запись в ФИФОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки.

9.2 Определение МХ ИК массового расхода нефти

Определение МХ ИК массового расхода нефти определяют согласно 9.3 (позлементным методом) или 9.4 (комплектным методом) (в соответствии с приложением А) настоящего документа.

9.3 Определение МХ ИК массового расходаazoleментным методом

Средства измерений (СИ), входящие в состав ИК массового расхода, должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, установленными при утверждении типа данных СИ.

Перечень СИ, входящих в состав ИК массового расхода нефти, приведен в описании типа СИКН.

Относительная погрешность измерений массового расхода с применением ИК массового расхода нефти принимается равной верхней границе относительной погрешности СРМ, входящего в состав данного ИК массового расхода нефти.

Результат проверки считают положительным, если СИ, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки.

9.4 Определение МХ ИК массового расхода комплектным методом

Средства измерений (СИ), входящие в состав ИК массового расхода, должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, установленными при утверждении типа данных СИ (за исключением СРМ, входящего ИК массового расхода нефти).

Определение МХ ИК массового расхода нефти комплектным способом проводят по алгоритму, приведенному в приложении А настоящего документа.

9.5 Определение диапазона измерений массового расхода нефти СИКН

Определение диапазона измерений массового расхода СИКН проводят путем анализа результатов поверки или определения метрологических характеристик СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти, установленного на измерительной линии (далее – ИЛ). За минимальное значение расхода через СИКН принимают наименьшее из значений массового расхода через ИЛ или значение минимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно больше. За максимальное значение расхода через СИКН принимают наибольшее значение массового расхода через рабочую ИЛ или значение

максимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно меньше.

9.6 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы брутто нефти

Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти проводят в соответствии с ГОСТ 8.587. Согласно ГОСТ 8.587 при прямом методе динамических измерений массы брутто нефти, за погрешность измерений принимается значение погрешности СРМ.

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,25\%$.

9.7 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы нетто нефти

Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ 8.587 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений».

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти $\delta_{Mн}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{Mн} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{Mб})^2 + \frac{(\Delta_{Wв})^2 + (\Delta_{Wмп})^2 + (\Delta_{Wхс})^2}{\left[1 - \frac{Wв + Wмп + Wхс}{100}\right]^2}}, \quad (1)$$

- где $\delta_{Mб}$ – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
 $\Delta_{Wв}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;
 $\Delta_{Wмп}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
 $\Delta_{Wхс}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %;
 $Wв$ – массовая доля воды в нефти, %;
 $Wмп$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;
 $Wхс$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в испытательной лаборатории определяют в соответствии с ГОСТ 33701 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов». Для доверительной вероятности $P=0,95$ и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений Δ , % массовая доля, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (2)$$

- где R – воспроизводимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %;
 r – сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %.

Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти $\Delta_{Wв}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{w_v} = \sqrt{\frac{R_b^2 - 0,5 \cdot r_b^2}{2}}, \quad (3)$$

где R_b – воспроизводимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», выраженная в массовых долях, %;

r_b – сходимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477, выраженная в массовых долях, %.

Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти $\Delta_{w_{мп}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{w_{мп}} = \frac{\sqrt{R_{мп}^2 - 0,5 \cdot r_{мп}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

где $R_{мп}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей», выраженная в массовых долях, %;

$r_{мп}$ – сходимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370, выраженная в массовых долях, %.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей R_{xc} по ГОСТ 21534 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» принимают равной удвоенному значению сходимости Γ_{xc} . Значение сходимости Γ_{xcm} , выраженное по ГОСТ 21534 в мг/дм³, переводят в массовые доли % по формуле

$$\Gamma_{xc} = \frac{0,1 \cdot r_{xcm}}{\rho_{изм}^d}, \quad (5)$$

где $\rho_{изм}^d$ – плотность нефти, приведенная к условиям измерений, кг/м³.

Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти $\Delta_{w_{xc}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{w_{xc}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}}{\rho_{изм}^d \cdot \sqrt{2}}. \quad (6)$$

Массовую долю хлористых солей в нефти W_{xc} , %, вычисляют по формуле

$$W_{xc} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{xc}}{\rho_{изм}^d}, \quad (7)$$

где φ_{xc} – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³.

Допускается выполнять определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти и относительной погрешности измерений массы нетто нефти с помощью автоматизированных средств расчета.

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,35$ %.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по п. 9.1, 9.3, 9.5, 9.6 и 9.7 или по п. 9.1, 9.4, 9.5, 9.6 и 9.7 методики поверки, а именно:

- СИ, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки;
 - значение относительной погрешности измерений ИК массового расхода нефти №1-№2 не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %;
 - 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 считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.

11 Оформление результатов поверки

Результаты поверки СИКН оформляют протоколом поверки произвольной формы с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, заключения по результатам поверки. К свидетельству о поверке прикладывают протокол поверки СИКН в котором указывают перечень, фактически установленных СИ входящих в состав СИКН с указанием регистрационных номеров, заводских номеров и сведений о поверке СИ.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

При проведении поверки СИКН в фактически обеспечиваемом диапазоне измерений расхода, менее указанного в описании типа, информация об объеме проведенной поверки передается в ФИФОЕИ.

Аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку СИКН, в ФИФОЕИ передаются сведения о результатах поверки.

При положительных результатах поверки, по письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет свидетельство о поверке СИКН в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.

При поверке СИКН в части отдельного ИК при получении положительных результатов поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в части ИК в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ.

При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают. По письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.

При определении МХ СИКН покомпонентным (поэлементным) методом МХ ИК массового расхода нефти определяют в соответствии с 9.3.

При определении МХ СИКН комплектным методом МХ ИК массового расхода нефти определяют в соответствии с 9.4 (приложение А) настоящего документа. При определении МХ ИК массового расхода прикладывают протокол поверки СИКН.

При использовании комплектного метода определения метрологических характеристик СИКН, для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, конструкцией СРМ,

входящего в состав ИК массового расхода нефти, предусмотрены места установки пломб. Пломбирование выполняется на месте эксплуатации в соответствии с МИ 3002. На двух пломбах, установленных на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах.

Оформление результатов поверки СИКН в части отдельного ИК массового расхода нефти.

При поверке СИКН в части отдельного ИК массового расхода нефти результаты поверки оформляют протоколом поверки СИКН в части соответствующего ИК массового расхода нефти.

Результаты поверки СИКН в части отдельного ИК массового расхода нефти оформляют протоколом поверки произвольной формы с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, заключения по результатам поверки и протокол определения МХ ИК массового расхода нефти.

Аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку СИКН в части отдельного ИК массового расхода нефти, в ФИФОЕИ передаются сведения о результатах поверки.

При положительных результатах поверки, по письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН в части отдельного ИК массового расхода нефти на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет свидетельство о поверке СИКН в части отдельного ИК массового расхода нефти в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории РФ. Срок действия свидетельства о поверке СИКН в части отдельного ИК массового расхода нефти определяется интервалом между поверками СИКН.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН в части отдельного ИК массового расхода нефти и на СРМ, входящий в состав отдельного ИК массового расхода нефти, в соответствии с описанием типа СИКН.

При использовании комплектного метода определения метрологических характеристик ИК массового расхода нефти, для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, конструкцией СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти, предусмотрены места установки пломб. Пломбирование СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти выполняется на месте эксплуатации в соответствии с МИ 3002-2006.

Приложение А

(обязательное)

Определение МХ ИК массового расхода комплектным методом

Алгоритм определения МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти, соответствует алгоритму поверки счетчиков-расходомеров массовых, приведенному в МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности».

1 Операции и средства поверки

1.1 При проведении определения МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти, выполняют операции по 1.1.1, 1.1.2 и 1.1.3.

1.1.1 Внешний осмотр (5.1).

1.1.2 Опробование (5.2).

1.1.3 Определение МХ (5.3).

1.2 При проведении определения МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти применяют следующие средства поверки:

1.2.1 Компакт-прувер 1-го разряда с пределами допускаемой относительной погрешности: $\pm 0,05\%$.

Примечание № 1 – В качестве рабочего эталона 1-го разряда применяются компакт-прувера стационарного или передвижного исполнения.

Примечание № 2 – Допускается применение компакт-прувера 2-го разряда с пределами допускаемой относительной погрешности: не более $\pm 0,1\%$.

1.2.2 Преобразователь плотности (ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности: не более $\pm 0,30 \text{ кг/м}^3$.

Примечания № 2. 1 Применяют ПП, входящий в состав компакт-прувера или же устанавливаемый в СИКН на время проведения определения МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти.

2 Внутренняя полость устанавливаемого ПП должна быть очищена от отложений, ПП должен иметь положительные результаты КМХ, выполненного непосредственно перед определением МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти.

1.2.3 ТПР, входящий в состав компакт-прувера должен соответствовать требованиям 5.3.2.6 и 5.3.2.11.

Примечания № 3. Допускается применение ТПР, устанавливаемого (монтируемого) на предусмотренное проектом место только во время определением МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти.

2 На технологической линии ТПР, смонтированного (монтируемого) в составе СИКН устанавливают СИ по 1.2.4 и 1.2.5.

3 ТПР, смонтированный или монтируемый в составе СИКН, имеет возможность последовательного подключения к компакт-пруверу и к любому из СРМ, входящих в состав ИК массового расхода нефти.

4 При значении поверочного расхода равном или менее 15 % от верхнего предела измерений ТПР ($\text{м}^3/\text{ч}$) для определения МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти на этом расходе ТПР не используют – определение МХ проводят непосредственно по компакт-пруверу. На других расходах [поверочный расход более 15 % от верхнего предела измерений ТПР ($\text{м}^3/\text{ч}$)] определение МХ проводят с применением ТПР.

5. Допускается определения МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти на всех точках поверочного расхода проводить непосредственно по компакт-пруверу, не применяя ТПР, если верхний предел измерений компакт-прувера (т/ч) в 2 (два)

раза или более выше верхнего значения диапазона поверочного расхода СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти.

1.2.4 Преобразователи избыточного давления с унифицированным токовым выходным сигналом (далее - преобразователи давления) с пределами допускаемой приведенной погрешности, не превышает $\pm 0,5\%$.

1.2.5 Датчики температуры (термосопротивления не хуже класса А в комплекте с измерительными преобразователями), пределы допускаемой абсолютной погрешности комплекта, не превышает $\pm 0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Примечание № 4 к 1.2.4 и 1.2.5 - используют преобразователи давления и датчики температуры, смонтированные на компакт-прувере, также смонтированные в блок измерений показателей качества (далее – БИК), если для определения МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти используют ПП, установленный в БИК (т.е. в составе СИКН).

1.2.6 ИВК, обеспечивающий:

- прием и обработку токовых сигналов от датчиков температуры, преобразователей давления, применяемых при определении МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти;

- прием и обработку частотного сигнала от ПП, применяемого в качестве средства поверки, и индикацию текущих значений плотности, измеряемых им;

- индикацию текущих значений температуры, давления измеряемой среды в компакт-прувере (или в ТПР) и ПП (в ПП - при необходимости);

- измерение и суммирование количества импульсов (в том числе и долей периодов импульсов), генерируемых ТПР за одну серию проходов поршня компакт-прувера:

- вычисление объема измеряемой среды (м^3), измеряемого ТПР при каждом измерении (п. 5.3.2.10), при использовании ТПР для определения МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти:

- измерение и суммирование количества импульсов, генерируемых СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти за одну серию проходов поршня компакт-прувера при определении МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти непосредственно по компакт-пруверу (при этом ТПР для определения МХ не используют);

- измерение времени прохождения поршнем калиброванного участка компакт-прувера;

- вычисления средних арифметических значений давления, температуры, плотности измеряемой среды, поверочного расхода, времени прохождения поршнем калиброванного участка за одну серию проходов поршня компакт-прувера.

Пределы допускаемой относительной погрешности ИВК:

- вычислений коэффициента преобразования ТПР ($\text{имп}/\text{м}^3$) и СРМ ($\text{имп}/\text{т}$): $\pm 0,025\%$ (в вычислениях при поверке СРМ погрешность берется из описания типа ИВК).

1.2.7 Термометр по ГОСТ 112 с ценой деления шкалы $0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ - для измерений температуры окружающего воздуха.

1.2.8 АРМ оператора, имеющие аттестованные по МИ 2174 или МИ 2676 алгоритмы для обработки результатов измерений, если АРМ оператора предусмотрено рабочим проектом СИКН.

1.3 Все средства поверки (кроме ТПР) должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке и (или) знаки поверки (оттиски поверительного клейма).

1.4 Допускается применение других средств поверки, МХ которых удовлетворяют требованиям настоящего документа.

2 Требования безопасности, охраны труда и к квалификации поверителей

2.1 При проведении определения МХ соблюдают требования, определяемые:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101), «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 г. № 784), а также другие действующие отраслевые документы;

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

- правилами технической эксплуатации электроустановок;

- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

2.2 К ПУ, СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти и другим средствам поверки, установленным на технологической части и требующим обслуживания при поверке, обеспечивают свободный доступ. При необходимости предусматривают лестницы, площадки и переходы.

2.3 Управление ПУ, обслуживание СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти и других средств поверки выполняют лица, прошедшие соответствующее обучение и допущенные к эксплуатации перечисленного оборудования на основании проверки знаний.

2.4 К проведению определения МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти допускают лиц, изучивших эксплуатационную документацию на СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти и средства поверки, настоящую методику поверки, и прошедших инструктаж по технике безопасности.

2.5 При появлении течи измеряемой среды, загазованности и других ситуаций, препятствующих нормальному ходу работ, поверку прекращают.

3 Условия определения МХ

3.1 Определения МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти СРМ проводят в комплекте: первичный преобразователь (далее - сенсор) совместно с преобразователем серии 2700 (далее - ПЭП).

3.2 В качестве измеряемой среды при определении МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти используют нефть.

3.3 Определения МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти СРМ проводят в рабочем диапазоне расхода (далее - рабочий диапазон). Рабочий диапазон для СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти определяет владелец СИКН и оформляет в виде заявки произвольной формы перед каждой процедурой определения МХ. Заявку представляет представителю сервисной организации (при наличии) и поверителю.

Примечания № 5. 1 В случае изменения в интервале между поверками нижнего предела рабочего диапазона в сторону уменьшения или верхнего предела в сторону увеличения от значений, установленных при настоящей процедуре определения МХ, (или и то, и другое одновременно) СРМ подлежит внеочередной процедуре определения МХ.

3.4 ПУ допускается устанавливать, как до СРМ, входящего в состав ИК массового расхода по потоку измеряемой среды, так и после него.

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

3.6 Изменение расхода измеряемой среды при выполнении измерений в точке расхода не должно превышать 2,5 % от установленного значения.

3.7 Содержания свободного газа в измеряемой среде не допускают.

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

3.9 Требуемую величину поверочного расхода устанавливают с помощью регулятора расхода или иным способом.

3.10 Перед началом определения МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти измеряют температуру окружающей среды рядом с ПУ.

4 Подготовка к поверке

4.1 При определении МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти после ремонта, после замены сенсора или ПЭП проводят конфигурирование ПЭП и сенсора в соответствии с инструкцией по их эксплуатации (используют соответствующий коммуникатор или ПО).

4.2 СРМ, входящий в состав ИК массового расхода нефти и компакт-прувер подключают друг с другом последовательно, подготавливают технологическую схему к гидравлическим испытаниям и проверке на герметичность.

4.3 При необходимости монтируют в БИК ПП, выполнив соответствующие технологические переключения.

4.4 Технологические переключения по 4.2 и 4.3 проводят с соблюдением требований инструкции по эксплуатации СИКН.

4.5 Проверяют закрытое положение (при необходимости закрывают) дренажных и воздушных вентилей (кранов), установленных на технологических трубопроводах СИКН, компакт-прувера (при необходимости и в БИК).

4.6 Устанавливают любое значение расхода в пределах рабочего диапазона, в технологической схеме определения МХ создают максимальное рабочее давление, которое может быть при определении МХ. СИКН считают испытанным на герметичность, если в течение 10 минут после создания давления не наблюдается течи измеряемой среды через фланцевые соединения, через сальники запорной арматуры, дренажных и воздушных вентилей (кранов).

Примечание № 7 - операции по 4.6 проводят при потоке измеряемой среды через ПП, входящий в состав компакт-прувера, если этот ПП применяют при определении МХ.

4.7 Проверяют отсутствие протечек измеряемой среды через затворы запорной арматуры, дренажных и воздушных вентилей (кранов) при их закрытом положении, проверку проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН. Если отсутствует возможность проверки герметичности затворов запорной арматуры, вентилей (кранов) или установлено наличие протечек, то во фланцевые соединения устанавливают металлические заглушки. Проводят проверку отсутствия протечек измеряемой среды минуя поршень компакт-прувера согласно эксплуатационной его документации.

4.8 Допускается проводить проверку отсутствия протечек измеряемой среды, минуя поршень компакт-прувера согласно эксплуатационной его документации.

4.9 Устанавливают (монтируют) остальные средства поверки и проводят необходимые электрические соединения, проверяют правильность соединений.

Примечание № 8 - при подключении СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти и применении отдельного контроллера-вычислителя (в дополнение к ИВК) выходной сигнал СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти подают на ИВК, применяемому в качестве средства поверки.

4.10 Проверяют отсутствие воздуха (газа) в технологической схеме. При любом значении расхода (в рабочем диапазоне) проводят несколько пусков поршня компакт-прувера. Открывая воздушные вентили, установленные на компакт-прувере, 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).

4.11 Контролируют стабилизацию температуры измеряемой среды в технологической схеме, для чего при любом расходе проводят несколько последовательных пусков поршня компакт-прувера. Температуру считают стабильной, если за период пусков поршня изменение температуры измеряемой среды в технологической схеме (ТПР - компакт-прувер – СРМ, входящий в состав ИК массового расхода нефти) не превышает 0,2 °С.

4.12 Подготавливают средства поверки к ведению работ по определению МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти согласно инструкциям по их эксплуатации.

4.13 При определении МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти (при вводе СРМ в эксплуатацию) или при использовании отдельного контроллера-вычислителя в качестве средства поверки (дополнительно к ИВК) проводят операции 4.13.1 ÷ 4.13.4.

4.13.1 Выполняют конфигурирование импульсного выхода ПЭП СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти в соответствии с инструкцией по эксплуатации, в память ПЭП вводят максимальное значение расхода, соответствующее максимальному значению рабочего диапазона расхода СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти Q_{\max} (т/ч), и значение частоты $f_{\text{вых}}^{\text{max}}$ (Гц), соответствующее Q_{\max} . Принимают:

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

где $f_{\text{вх max}}$ - максимальная входная частота ИВК (или контроллера-вычислителя, применяемого в качестве средства поверки), Гц (из технического описания ИВК);
 $f_{\text{вых}}^{\text{max}}$ - максимальная выходная частота СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти соответствующее Q_{\max} , Гц.

Примечание № 9 - Если в качестве ИВК используют отдельный контроллер-вычислитель, то в выражении (1) используют минимальное из двух значений $f_{\text{вх max}}$ указанных для ИВК и контроллера-вычислителя. При конфигурировании вместо $Q_{\max}^{\text{зав}}$ допускается использовать максимальное значение рабочего диапазона по 3.3.

4.13.2 В память ИВК вводят значение коэффициента преобразования СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти по импульсному выходу $KF_{\text{конф}}$, имп/т, вычисляемое по формуле

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

где f и $Q_{\max}^{\text{зав}}$ - согласно 4.13.1 с учетом примечаний (при необходимости).

4.13.3 Выполняют конфигурирование каналов измерений температуры, давления, плотности ИВК.

4.13.4 В память ИВК (или АРМ оператора) вводят значение(я) вместимости(ей) калиброванного участка компакт-прувера (м³) или проверяют правильность ранее введенного(ых) значения(й).

Примечание № 10 к 4.13.4 - для компакт-прувера моделей «BROOKS-Contrast Prover», CP, CP-M, VCP-M используют вместимость калиброванного участка, определенную при поверке компакт-прувера в режиме:

- *Upstream (против потока), если компакт-прувер установлен по потоку измеряемой среды после СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти и ТПР;*

- *Downstream (по потоку), если компакт-прувер установлен по потоку измеряемой среды до СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти и ТПР.*

- *если компакт-прувер установлен между ТПР и СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти по потоку измеряемой среды, то для определений коэффициентов преобразования ТПР используют вместимость Upstream, для определений МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти непосредственно по компакт-пруверу - вместимость Downstream. Если компакт-прувер установлен между СРМ,*

входящего в состав ИК массового расхода нефти и ТПР по потоку измеряемой среды, то используют вместимости *Upstream* и *Downstream* соответственно.

4.14 При очередных работах по определению МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти с использованием ИВК проверяют выполнение условий, изложенных в 4.13.1 ÷ 4.13.4.

4.15 Проводят установку нуля СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти согласно инструкции по эксплуатации СРМ.

4.16 При использовании АРМ оператора для автоматической обработки результатов измерений и автоматического формирования (оформления) протокола поверки в АРМ оператора вводят исходные данные согласно протоколу (приложение 1) или проверяют достоверность и правильность ранее введенных исходных данных.

4.17 Представители сдающей и принимающей сторон определяют способ (в ПЭП или в СОИ) и вид реализации ГХ СРМ согласно разделу 6.

5 Проведение поверки

5.1 Внешний осмотр

5.1.1 При внешнем осмотре СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти устанавливают:

- соответствие его комплектности перечню, указанному в эксплуатационной документации (формуляре, паспорте);
- отсутствие механических повреждений, препятствующих его применению, дефектов внешних покрытий, ухудшающих его внешний вид;
- четкость, целостность надписей и обозначений, нанесенных на корпусе («шилдики»), их соответствие требованиям эксплуатационной документации;
- отсутствие нарушений герметичности кабельных вводов в ПЭП, отсутствие видимых повреждений кабеля (ей);
- соответствие заземлений сенсора и ПЭП требованиям эксплуатационной документации СРМ, целостность заземляющих проводов.

5.1.2 При внешнем осмотре ТПР устанавливают:

- отсутствие нарушений герметичности кабельного ввода в магнитно-индукционный датчик, отсутствие видимых повреждений контрольного кабеля;
- соответствие заземления магнитно-индукционного датчика (и ТПР в целом) требованиям эксплуатационной документации, целостность заземляющих проводов.

5.2 Опробование

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

- плотности измеряемой среды, измеряемой ПП, участвующим при СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти (кг/м^3);
- температуры ($^{\circ}\text{C}$) и давления (МПа) измеряемой среды в компакт-прувере (ТПР), в ПП (если используют ПП, установленный в БИК), измеряемых соответствующими датчиками температуры и преобразователями давления.

5.2.2 Устанавливают минимальное значение расхода рабочего диапазона, запускают поршень компакт-прувера и проводят пробное(ые) измерение(я).

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

- количества импульсов, генерируемых СРМ и ТПР (имп);
- времени прохождения поршнем калиброванного участка компакт-прувера (с).

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

В ИВК (или АРМ оператора) устанавливают количество импульсов (преднабор - $N_{\text{зад}}^{\text{КОМП}} \geq 10\ 000$) и запускают программу «опробование СРМ, входящего в состав ИК массового расхода по ТПР» (при наличии такой программы) при произвольном значении расхода через ТПР и СРМ, входящего в состав ИК массового расхода. Поршень компакт-прувера находится «в покое» - в крайнем положении.

В ИВК (или АРМ оператора) начинается отсчет количества импульсов, выдаваемых ТПР ($N^{\text{ТПР}}$), и отсчет массы измеряемой среды, измеряемой СРМ, входящим в состав ИК массового расхода. При достижении равенства $N^{\text{ТПР}} = N_{\text{зад}}^{\text{ТПР}}$ отсчеты количества импульсов и массы прекращаются.

5.3 Определение метрологических характеристик

5.3.1 Установление поверочного расхода

5.3.1.1 МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти определяют при крайних значениях расхода рабочего диапазона и значениях, установленных с интервалом $25 \div 30\ %$ от верхнего предела рабочего диапазона.

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

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

5.3.1.2 Значение поверочного расхода проверяют в каждой точке после прохода поршня (Q_{ij} , т/ч) по формуле

$$Q_{ij} = \frac{V_{\text{пр } ij}^{\text{КП}} \cdot 3600}{T_{ij}} \cdot \rho_{\text{пр } ij}^{\text{ПП}} \cdot 10^{-3}, \quad (3)$$

где $V_{\text{пр } ij}^{\text{КП}}$ - вместимость калиброванного участка компакт-прувера, приведенная к рабочим условиям в компакт-прувере, имеющим место при i -м измерении при установлении расхода в j -й точке расхода, м³. Определяют по 5.3.1.4.

T_{ij} - время прохождения поршнем калиброванного участка компакт-прувера при i -м измерении при установлении расхода в j -й точке расхода, с;

$\rho_{\text{пр } ij}^{\text{ПП}}$ - плотность измеряемой среды, измеренная участвующим в поверке ПП и приведенная к рабочим условиям в компакт-прувере при i -м измерении в j -й точке расхода, кг/м³. Определяют по 6.1.1.3 (формула 136).

5.3.1.3 Значение поверочного расхода после каждого прохода поршня допускается проверять, используя формулу (3а) вместо формулы (3), т.е. не приводя вместимость калиброванного участка компакт-прувера и измеренную плотность к рабочим условиям

$$Q_{ij} = \frac{V_0^{\text{КП}} \cdot 3600}{T_{ij}} \cdot \rho_{ij}^{\text{ПП}} \cdot 10^{-3}, \quad (3а)$$

где $V_0^{\text{КП}}$ - вместимость калиброванного участка компакт-прувера согласно свидетельству о поверке с учетом примечания № 10 к 4.13.4 (м³);

$\rho_{ij}^{\text{ПП}}$ - плотность измеряемой среды, измеренная участвующим в поверке ПП при i -м измерении при установлении расхода в j -й точке, кг/м³.

5.3.1.4 Вместимость $V_{\text{пр } ij}^{\text{КП}}$ - определяют по формуле

$$V_{\text{пр } ij}^{\text{КП}} = V_0^{\text{КП}} \cdot \left[1 + 2\alpha_t^{\text{ст}} \cdot (t_{ij}^{\text{КП}} - 20) + \alpha_t^{\text{ст}} \cdot (t_{ij}^{\text{ст}} - 20) \right] \cdot \left(1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot P_{ij}^{\text{КП}} \right), \quad (4)$$

где $\alpha_t^{\text{ст}}$ - коэффициент линейного расширения материала стенок компакт-прувера, °С⁻¹ (значение берут из таблицы 1 приложения 2);

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

- $\alpha_i^{ст}$ - коэффициент линейного расширения материала стержня или пластин, на которых установлены оптические сигнализаторы (детекторы), $^{\circ}\text{C}^{-1}$ (значение берут из эксплуатационной документации на компакт-прувер);
- $t_{ij}^{ст}$ - температура стержня или пластин, на которых установлены оптические сигнализаторы (детекторы), при i -м измерении в j -й точке расхода, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;
- D и s - внутренний диаметр и толщина стенок калиброванного участка компакт-прувера соответственно, мм (значения берут из паспорта или эксплуатационной документации на компакт-прувер);
- E - модуль упругости материала стенок компакт-прувера, МПа (значение берут из таблицы 1 приложения 2);

Примечание № 11 - для компакт-прувера моделей СР, СР-М, ВСР и ВСР-М температуру стержня или пластин ($t_{ij}^{ст}$) принимают равной температуре окружающего воздуха, для модели «SYNCROTRAK» - температуре, измеренной датчиком, установленным на стержне.

5.3.1.5 Отклонение установленного поверочного расхода в точке от требуемого (задаваемого) значения $\pm 2,0$ %.

5.3.1.6 В случае невыполнения условия 5.3.1.5 повторно проводят операции по 5.3.1.2 или 5.3.1.3.

5.3.2 Выполнение измерений с применением ТПР

5.3.2.1 В каждой j -й точке расхода определяют коэффициент преобразования ТПР ($K_j^{ТПР}$, имп/м³), для чего выполняют операции по 5.3.2.2 ÷ 5.3.2.7.

5.3.2.2 В каждой j -й точке расхода проводят не менее пяти серии проходов поршня компакт-прувера ($n_{испрj} \geq 5$). Для каждой i -й серии в j -й точке устанавливают не менее пяти и не более двадцати проходов поршня ($5 \leq l_{испрj} \leq 20$).

Количество проходов $l_{испрj}$ выбирают, учитывая возможное изменение свойств измеряемой среды при определении МХ (плотности, вязкости, температуры и т. д.)

5.3.2.3 Для каждой i -й серии проходов поршня в j -й точке расхода регистрируют (отсчитывают) и записывают в протокол определения МХ (приложение 1 или приложение А МИ 3272-2010) средние арифметические значения за количество проходов поршня, равное $l_{испрj}$:

- количества импульсов, генерируемых ТПР ($\bar{N}_{ij}^{ТПР}$, имп);
- температуры измеряемой среды в компакт-прувере ($\bar{t}_{ij}^{КП}$, $^{\circ}\text{C}$);
- давления измеряемой среды в компакт-прувере ($\bar{P}_{ij}^{КП}$, МПа);
- плотности измеряемой среды, измеренной поточным ПП, участвующим в определении МХ, ($\bar{\rho}_{ij}^{ПП}$, кг/м³);
- массового расхода (\bar{Q}_{ij} , т/ч). Для усреднения используют значения расхода, измеренные по 5.3.1.2 (5.3.1.3) для каждого прохода поршня в серии;
- температуры и давления измеряемой среды в ТПР ($\bar{t}_{ij}^{ТПР}$, $^{\circ}\text{C}$ и $\bar{P}_{ij}^{ТПР}$, МПа соответственно) - только в случае, если при определении МХ используют ТПР, не входящий в состав компакт-прувера и смонтированный отдельно.

5.3.2.4 Для каждой i -й серии проходов поршня в j -й точке расхода определяют коэффициент преобразования ТПР ($K_{ij}^{ТПР}$, имп/м³) по формуле

$$K_{ij}^{ТПР} = \frac{\bar{N}_{ij}^{ТПР}}{V_{ппij}^{КП}}, \quad (6)$$

5.3.2.5 Значение вместимости калиброванного участка $V_{пр ij}^{КП}$ определяют:

а) по формуле (4), если применяют компакт-прувер моделей СР, СР-М, ВСР-М и ТПР, входящий в состав компакт-прувера. В этом случае в формуле (4) принимают: $t_{ij}^{КП} = \bar{t}_{ij}^{КП}$ и $P_{ij}^{КП} = \bar{P}_{ij}^{КП}$;

б) по формуле (7), если применяют компакт-прувер всех моделей и ТПР, не входящий в состав компакт-прувера.

$$V_{пр ij}^{КП} = V_o^{КП} \cdot \left[1 + 2\alpha_t^{шпл} \cdot (\bar{t}_{ij}^{КП} - 20) + \alpha_t^{ст} \cdot (t_{ij}^{ст} - 20) \right] \cdot \left(1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot \bar{P}_{ij}^{КП} \right) \times \\ \times \left[1 + \beta_{жij} \cdot (\bar{t}_{ij}^{ТПР} - \bar{t}_{ij}^{КП}) \right] \cdot \left[1 - \gamma_{жij} \cdot (\bar{P}_{ij}^{ТПР} - \bar{P}_{ij}^{КП}) \right] \quad (7)$$

где $\beta_{жij}$ и $\gamma_{жij}$ - коэффициенты объемного расширения ($^{\circ}\text{C}^{-1}$) и сжимаемости измеряемой среды (МПа^{-1}) соответственно при i -й серии проходов поршня в j -й точке расхода, значения которых определяют в соответствии с Р 50.2.076-2010 «Рекомендация. ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения».

5.3.2.6 Оценивают повторяемость коэффициентов преобразования ТПР, определенных в j -й точке расхода согласно 5.3.2.4, (Π_j , %), по формуле

$$\Pi_j = \frac{K_{j \max}^{ТПР} - K_{j \min}^{ТПР}}{K_{j \min}^{ТПР}} \cdot 100 \leq 0,03\%, \quad (8)$$

где $K_{j \max}^{ТПР}$ и $K_{j \min}^{ТПР}$ - максимальное и минимальное значения коэффициентов преобразования ТПР соответственно из ряда значений, определенных по 5.3.2.4 [формула (6)] в j -й точке расхода, $\text{имп}/\text{м}^3$.

При выполнении условия (8) проводят дальнейшие (следующие ниже) операции.

При невыполнении условия (8) выявляют и устраняют причины невыполнения условия (8) и повторно проводят операции по 5.3.2.

5.3.2.7 Определяют коэффициент преобразования ТПР в j -й точке расхода ($K_j^{ТПР}$, $\text{имп}/\text{м}^3$) по формуле

$$K_j^{ТПР} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{i \text{ сер } j}} K_{ij}^{ТПР}}{n_{i \text{ сер } j}}, \quad (9)$$

5.3.2.8 В память ИВК (или АРМ оператора) вводят значение коэффициента преобразования ТПР ($K_j^{ТПР}$ $\text{имп}/\text{м}^3$), определенное по 5.3.2.7. Если ИВК не регистрирует доли импульсов, то количество импульсов $N_{ij}^{ТПР}$ (имп.), генерируемых ТПР, при определении его коэффициента преобразования должно составлять не менее 10000 имп. ($N_{ij}^{ТПР} \geq 10000$).

Проводят операции для определения МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти в j -й точке по 5.3.2.9 и 5.3.2.10 (при этом поршень компакт-прувера находится в «покое»). Для чего запускают программу в ИВК или (и) АРМ оператора «поверка СРМ по ТПР».

5.3.2.9 В каждой j -й точке диапазона расхода проводят не менее пяти последовательных измерений ($n_j^{\text{мас}} \geq 5$). Один отсчет: выдача ТПР количества импульсов $N_{ij}^{ТПР}$, равного $N_{\text{зад}}^{ТПР}$.

5.3.2.10 После каждого i -го отсчета в j -й точке регистрируют и записывают в протокол определения МХ (приложение 1 или приложение А МИ 3272-2010) значения:

- объема измеряемой среды, измеренного ТПР ($V_{ij}^{\text{ТПР}}$, м³), с использованием алгоритма: $V_{ij}^{\text{ТПР}} = \frac{N_{ij}^{\text{ТПР}}}{K_j^{\text{ТПР}}}$;

- количества импульсов, выданных СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти, ($N_{ij}^{\text{мас}}$, т);

- плотности измеряемой среды, измеренной ПП, участвующим в определении МХ, ($\rho_{ij}^{\text{ПП}}$, кг/м³);

- температуры и давления измеряемой среды в ТПР ($t_{ij}^{\text{ТПР}}$, °С и $P_{ij}^{\text{ТПР}}$, МПа соответственно);

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

Примечание № 12 - если при определении МХ используют поточный ПП и ТПР, установленные на компакт-прувере, то температуру и давление измеряемой среды в ПП не регистрируют.

5.3.2.11 После выполнения отсчетов по 5.3.2.10 (в каждой j -й точке) проводят повторное определение коэффициента преобразования ТПР ($K_j^{\text{комп}}$) по 5.3.2.2 ÷ 5.3.2.5 и 5.3.2.7. Оценивают отклонение (относительное) $K_j^{\text{комп}}$ от $K_j^{\text{ТПР}}$ (δ_j^{K} , %) по формуле

$$\delta_j^{\text{K}} = \frac{K_j^{\text{комп}} - K_j^{\text{ТПР}}}{K_j^{\text{ТПР}}} \cdot 100 \leq 0,02\%, \quad (10)$$

При соблюдении условия (10) проводят обработку результатов измерений по разделу б: определяют градуировочную характеристику (ГХ), определяют и оценивают МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти.

5.3.3 Выполнение измерений без применения ТПР

5.3.3.1 При значении поверочного расхода (Q_j): $Q_j \leq 0,15 Q_{\text{верх}}^{\text{ПП}}$ ($Q_{\text{верх}}^{\text{ПП}}$ - верхний предел измерений ТПР) и в случаях по примечанию № 3 измерения для определения МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти проводят непосредственно по компакт-пруверу (без применения ТПР) по 5.3.3.2 и 5.3.3.3.

5.3.3.2 Проводят серию измерений по 5.3.2.2.

5.3.3.3 Для каждой i -й серии проходов поршня в j -й точке расхода регистрируют (отсчитывают) и записывают в протокол поверки (приложение 1) средние арифметические значения за количество проходов поршня, равное $l_{\text{сер}}^i$:

- количества импульсов, генерируемых СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти ($\bar{N}_{ij}^{\text{мас}}$, имп);

- температуры и давления измеряемой среды в компакт-прувере ($\bar{t}_{ij}^{\text{КП}}$, °С и $\bar{P}_{ij}^{\text{КП}}$, МПа);

- температуры и давления измеряемой среды в ПП ($\bar{t}_{ij}^{\text{ПП}}$, °С и $\bar{P}_{ij}^{\text{ПП}}$, МПа соответственно) - только в случае применения ПП, установленного в БИК;

- плотности измеряемой среды, измеренной ПП, участвующим в определении метрологических характеристик СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти, ($\bar{\rho}_{ij}^{\text{ПП}}$, кг/м³);

- массового расхода (\bar{Q}_{ij} , т/ч).

Далее проводят обработку результатов измерений по разделу б.

Примечание № 13 - операции и вычисления по 5.3.2 и 5.3.3 проводят, используя установленные в ИВК аттестованные алгоритмы.

6 Обработка результатов измерений

6.1 Определение параметров ГХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти

При определении параметров ГХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти ИВК проводят операции по 6.1.1.

6.1.1 Для каждого i -го измерения в j -й точке расхода вычисляют значение массы измеряемой среды (M_{ij}^{ps} , т) по 6.1.1.1 или 6.1.1.2, используя результаты измерений рабочих эталонов (ТПР или компакт-прувер и ПП).

Примечание № 15 - в пункте 6.1.1 и далее за i -ое измерение принимают: i -ую серию проходов поршня, если определение МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти проводилось непосредственно по компакт-пруверу, или i -ое измерение, если измерения проводились с применением ТПР.

6.1.1.1 Для измерений с применением ТПР (см. 5.3.2) в зависимости от применяемого в определении МХ поточного ПП и ТПР значение M_{ij}^{ps} определяют:

а) по формуле (11а), если применяют ПП, установленный в БИК в составе СИКН и ТПР

$$M_{ij}^{ps} = V_{ij}^{ТПР} \cdot \rho_{пр ij}^{ПП} \cdot 10^{-3} = N_{ij}^{ТПР} / K_j^{ТПР} \cdot \rho_{пр ij}^{ПП} \cdot 10^{-3}, \quad (11a)$$

б) по формуле (11б), если применяют ПП и ТПР, входящие в состав компакт-прувера (установленные на компакт-прувере),

$$M_{ij}^{ps} = V_{ij}^{ПП} \cdot \rho_{ij}^{ПП} \cdot 10^{-3} = N_{ij}^{ПП} / K_j^{ПП} \cdot \rho_{ij}^{ПП} \cdot 10^{-3}, \quad (11б)$$

где $V_{ij}^{ТПР}$ - объем измеряемой среды по 5.3.2.10, м³;

$\rho_{пр ij}^{ПП}$ - плотность измеряемой среды, измеренная ПП и приведенная к рабочим условиям в ТПР (компакт-прувере) при i -м измерении в j -й точке расхода, кг/м³.
Определяют по формуле (13а), если ТПР в составе СИКН и по формуле (13б), если ТПР в составе компакт-прувера;

$\rho_{ij}^{ПП}$ - плотность измеряемой среды, измеренная поточным ПП, установленным на компакт-прувере, при i -м измерении в j -й точке расхода, кг/м³.

6.1.1.2 Для измерений без применения ТПР (см. 5.3.3) и в зависимости от применяемого в поверке поточного ПП значение M_{ij}^{ps} определяют:

а) по формуле (12а), если применяют поточный ПП, установленный в БИК,

$$M_{ij}^{ps} = V_{пр ij}^{КП} \cdot \rho_{пр ij}^{ПП} \cdot 10^{-3}, \quad (12a)$$

где $V_{пр ij}^{КП}$ - вместимость калиброванного участка компакт-прувера, определяемая по 5.3.1.4, м³, при этом в формуле (4) принимают: $t_{ij}^{КП} = \bar{t}_{ij}^{КП}$ и $P_{ij}^{КП} = \bar{P}_{ij}^{КП}$;

$\rho_{пр ij}^{ПП}$ - значение плотности, определяемое по формуле (13б), кг/м³;

б) по формуле (12б), если применяют ПП, установленный на компакт-прувере,

$$M_{ij}^{ps} = V_{пр ij}^{КП} \cdot \rho_{ij}^{ПП} \cdot 10^{-3}. \quad (12б)$$

6.1.1.3 Значение $\rho_{пр ij}^{ПП}$ определяют по одной из формул [(13а) или (13б)]

$$\rho_{пр ij}^{ПП} = \rho_{ij}^{БИК} \cdot [1 + \beta_{ж ij} \cdot (t_{ij}^{ПП} - t_{ij}^{ТПР})] \cdot [1 + \gamma_{ж ij} \cdot (P_{ij}^{ТПР} - P_{ij}^{ПП})], \quad (13a)$$

$$\rho_{пр ij}^{ПП} = \rho_{ij}^{БИК} \cdot [1 + \beta_{ж ij} \cdot (t_{ij}^{ПП} - t_{ij}^{КП})] \cdot [1 + \gamma_{ж ij} \cdot (P_{ij}^{КП} - P_{ij}^{ПП})], \quad (13б)$$

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

$\beta_{ж ij}$ - коэффициент объемного расширения измеряемой среды ($^{\circ}\text{C}^{-1}$), значение которого определяют в соответствии с Р 50.2.076;

$\gamma_{ж ij}$ - коэффициент сжимаемости измеряемой среды (МПа^{-1}), значение которого определяют в соответствии с Р 50.2.076.

Примечания № 16. 1 В формуле (13а) для случая 6.1.1.2 принимают: $t_{ij}^{\text{ПП}} = \bar{t}_{ij}^{\text{ПП}}$, $t_{ij}^{\text{КП}} = \bar{t}_{ij}^{\text{КП}}$, $P_{ij}^{\text{ПП}} = \bar{P}_{ij}^{\text{ПП}}$ и $P_{ij}^{\text{КП}} = \bar{P}_{ij}^{\text{КП}}$.

2 В формуле (13б) для случая 6.1.1.2 принимают: $t_{ij}^{\text{ПП}} = \bar{t}_{ij}^{\text{ПП}}$, $t_{ij}^{\text{КП}} = \bar{t}_{ij}^{\text{КП}}$, $P_{ij}^{\text{ПП}} = \bar{P}_{ij}^{\text{ПП}}$ и $P_{ij}^{\text{КП}} = \bar{P}_{ij}^{\text{КП}}$.

6.1.2 Обработка результатов измерений с ГХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти реализованной в ИВК.

6.1.2.1 Для каждого i -го измерения в j -й точке расхода определяют значение массы измеряемой среды, измеренной поверяемым СРМ ($M_{ij}^{\text{мас}}$, т), по формуле

$$M_{ij}^{\text{мас}} = \frac{N_{ij}^{\text{мас}}}{KF_{\text{конф}}}, \quad (14)$$

6.1.2.2 Определяют коэффициент коррекции измерений массы (далее - коэффициент коррекции) при i -м измерении в j -й точке расхода (MF_{ij}) по формуле

$$MF_{ij} = \frac{M_{ij}^{\text{рр}}}{M_{ij}^{\text{мас}}} \cdot MF_{\text{диап}}^{\text{уст}}, \quad (15)$$

где $M_{ij}^{\text{рр}}$ - масса измеряемой среды, вычисленная по результатам измерений ТПР (или компакт-прувера) и ПП при i -м измерении в j -й точке расхода, т.

Примечание № 17 - при определении МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти (перед вводом его в эксплуатацию и т.д.) принимают: $MF_{\text{диап}}^{\text{уст}} = 1$.

6.1.2.3 Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента коррекции в j -й точке расхода (\overline{MF}_j) по формуле

$$\overline{MF}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ij}}{n_j}, \quad (16)$$

где n_j - количество измерений в j -й точке расхода.

6.1.2.4 Определяют и оценивают среднее квадратическое отклонение (далее - СКО) результатов определений коэффициентов коррекции для точек расхода в рабочем диапазоне ($S_{\text{диап}}^{\text{MF}}$, %) по формуле

$$S_{\text{диап}}^{\text{MF}} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{MF_{ij} - \overline{MF}_j}{\overline{MF}_j} \right)^2}{\sum n_j - 1}} \cdot 100 \leq 0,03\% \quad (17)$$

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

m - количество точек разбиения рабочего диапазона.

6.1.2.5 При невыполнении условия (17) выявляют наличие промахов в полученных результатах вычислений, согласно приложению 3. Выявленный промах исключают и проводят дополнительное измерение. При отсутствии промахов выясняют и устраняют причины, обуславливающие невыполнение условия (17) и повторно проводят операции по 5.3.

При выполнении условия (17) проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента коррекции измерений массы для СРМ в рабочем диапазоне расхода ($MF_{\text{диап}}$) по формуле

$$MF_{\text{диап}} = \frac{\sum_{j=1}^m \overline{MF}_j}{m}, \quad (18)$$

Вычисляют новое значение градуировочного коэффициента $K_{\text{гр}}$, по формуле

$$K_{\text{гр}} = K_{\text{гр}}^{\text{ПЭП}} \cdot MF_{\text{диап}}, \quad (19)$$

где $K_{\text{гр}}^{\text{ПЭП}}$ - градуировочный коэффициент, определенный при предыдущем определении МХ или заводской калибровке (при выпуске из производства) и установленный в ПЭП.

ГХ СРМ реализуют в СОИ

Вычисляют значение К-фактора для i -го измерения в j -й точке расхода (KF_{ij} , имп/т) по формуле

$$KF_{ij} = \frac{N_{ij}^{\text{макс}}}{M_{ij}^{\text{по}}}, \quad (20)$$

Вычисляют среднее значение К-фактора для j -й точки расхода (\overline{KF}_j , имп/т) по формуле

$$\overline{KF}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} KF_{ij}}{n_j}, \quad (21)$$

В зависимости от вида реализации ГХ в СОИ определяют и оценивают СКО результатов определений К-фактора для точек расхода:

а) в рабочем диапазоне ($S_{\text{диап}}^{KF}$, %), если ГХ реализуют в виде постоянного значения К-фактора в рабочем диапазоне, по формуле

$$S_{\text{диап}}^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{KF_{ij} - \overline{KF}_j}{\overline{KF}_j} \right)^2}{\sum_{n_j} - 1}} \cdot 100 \leq 0,03\%, \quad (22a)$$

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

$$S_k^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=k}^{k+1} \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{KF_{ij} - \overline{KF}_j}{\overline{KF}_j} \right)^2}{(n_j + n_{j+1} - 1)_k}} \cdot 100 \leq 0,03\%, \quad (22b)$$

В случае несоблюдения условия (22a) или (22b) при необходимости повторно проводят операции по 5.3.

При положительных результатах оценки $S_{\text{диап}}^{KF}$ по (22а) или S_k^{KF} по (22б) проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

Если ГХ СРМ реализуют в виде постоянного значения К-фактора в рабочем диапазоне, то вычисляют среднее значение К-фактора для рабочего диапазона ($KF_{\text{диап}}$, имп/т) по формуле

$$KF_{\text{диап}} = \frac{\sum_{j=1}^m \overline{KF_j}}{m}, \quad (23)$$

6.1.3 Условие определения погрешностей СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти

6.1.3.1 Случайную и систематическую составляющие погрешности и относительную погрешность СРМ определяют по п. 6.2.

6.1.3.2 Составляющие погрешности и относительную погрешность СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти используемого в качестве рабочего, определяют при доверительной вероятности $P = 0,95$.

6.2 Определение погрешности СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти

6.2.1 При реализации ГХ в ПЭП случайную и систематическую составляющие погрешности и относительную погрешность СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти определяют для рабочего диапазона.

6.2.2 Определение случайной составляющей погрешности

Случайную составляющую погрешности СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти (ε_k , %) расхода определяют по формуле

$$\varepsilon = t_{(P,n)} \cdot S_{\text{диап}}^{MF}, \quad (24)$$

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 1 приложения 4).

$S_{\text{диап}}^{MF}$ - значение СКО, определенное по формуле (17), %.

6.2.3 Определение систематической составляющей погрешности СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти

6.2.3.1 Систематическую составляющую погрешности СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти ($\theta_{\Sigma k}$, %) определяют по формуле

$$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{КП}})^2 + (\delta_{\text{ПП}})^2 + (\theta_t)^2 + (\delta_{\text{к}}^{\text{ЮИ}})^2 + (\theta_{\text{диап}}^{\text{MF}})^2 + (\delta_0^{\text{мвс}})^2}, \quad (25)$$

где $\delta_{\text{КП}}$ - пределы относительной погрешности компакт-прувера согласно описанию типа (или из свидетельства о поверке), %;

$\delta_{\text{ПП}}$ - пределы допускаемой относительной погрешности ПП, применяемого при определении метрологических характеристик СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти % (из свидетельства о поверке);

θ_t - дополнительная составляющая систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры измеряемой среды в компакт-прувере и ПП, % (определяют по 6.2.3.2, формула 26);

$\delta_{\text{к}}^{\text{ЮИ}}$ - пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислении коэффициента коррекции СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти, % (из описания типа ИВК или свидетельства о поверке);

$\theta_{\text{диап}}^{MF}$ - составляющая систематической погрешности СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти, обусловленная аппроксимацией ГХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти вызванная усреднением (аппроксимацией) коэффициента коррекции в рабочем диапазоне, % (определяемая по 6.2.3.3 (формула 27), %;

δ_{0k}^{mac} - относительная погрешность стабильности нуля СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти, определяемая по 6.2.3.4 (формула 28), %.

6.2.3.2 Значение дополнительной составляющей систематической погрешности (θ_i) вычисляют по формуле

$$\theta_i = \beta_{ж \max} \cdot \sqrt{(\Delta t_{\text{КП}})^2 + (\Delta t_{\text{ПП}})^2} \cdot 100, \quad (26)$$

где $\beta_{ж \max}$ - максимальное из ряда значений $\beta_{жij}$, определенных по приложению 2 при измерениях, проводимых для определения МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

$\Delta t_{\text{КП}}$ и $\Delta t_{\text{ПП}}$ - пределы допускаемых абсолютных погрешностей датчиков температуры (или термометров), используемых в процессе поверки для измерений температуры измеряемой среды в компакт-прувере и ПП, соответственно, $^{\circ}\text{C}$ (из действующих свидетельств о поверке).

Примечание № 18 - при использовании ПП, установленного на компакт-прувере, в формуле 20: $\Delta t_{\text{ПП}} = 0$. В этом случае формула 20 принимает вид:

$$\theta_i = \beta_{ж \max} \cdot \Delta t_{\text{КП}} \cdot 100, \quad (26a)$$

6.2.3.3 Составляющую систематической погрешности (θ_{MF} , %) определяют по формуле

$$\theta_{\text{диап}}^{MF} = \left| \frac{\overline{MF}_j - MF_{\text{диап}}}{MF_{\text{диап}}} \right|_{\max} \cdot 100, \quad (27)$$

где \overline{MF}_{j+1} - следующее (крайнее) среднее арифметическое значение коэффициента коррекции измерений массы в j -й точке расхода.

6.2.3.4 Относительную погрешность (δ_{0k}^{mac}) стабильности нуля в k -м поддиапазоне определяют по формуле

$$\delta_{0k}^{mac} = \frac{2 \cdot ZS}{Q_{\min} + Q_{\max}} \cdot 100, \quad (28)$$

где Q_{\min} и Q_{\max} - минимальное и максимальное значения расхода рабочего диапазона соответственно, т/ч;

ZS - значение стабильности нуля СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти (из описания типа), т/ч.

Примечания № 19. 1 При определении МХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти на месте эксплуатации дополнительной систематической погрешностью СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти, вызванной изменением давления измеряемой среды при эксплуатации от значения, имеющего место при поверке, пренебрегают.

2 Относительную погрешность стабильности нуля (δ_{0k}^{mac}) определяют только для тех СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти, для которых δ_{0k}^{mac} является составляющей относительной погрешности СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти (согласно описанию типа, при применении преобразователя 2700 принимается $\delta_{0k}^{mac} = 0$).

6.2.4 Определение относительной погрешности СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти

Относительную погрешность СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти (δ , %) определяют по формуле

$$\delta = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_{\Sigma} + \varepsilon), & \text{если } 0,8 \leq \theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{MF} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma}, & \text{если } \theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{MF} > 8 \end{cases} \quad (29)$$

где $Z_{(P)}$ - коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и величины соотношения $\theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{MF}$, значение которого берут из таблицы 2 приложения 4.

6.3 Определение погрешностей СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти при реализации его ГХ в СОИ в виде постоянного значения К-фактора (имп/т)

6.3.1 При таком виде реализации ГХ в СОИ составляющие погрешности и относительную погрешность определяют для рабочего диапазона.

6.3.2 Определение случайной составляющей погрешности СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти

Случайную составляющую погрешности СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти (ε , %) определяют по формуле

$$\varepsilon = t_{(P,n)} \cdot S_{\text{диап}}^{KF}, \quad (30)$$

где $S_{\text{диап}}^{KF}$ - значение СКО, определенное по формуле (22а).

Примечание № 20 - при определении $t_{(P,n)}$ принимают: $n = \sum n_j$.

6.3.3 Определение систематической составляющей погрешности СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти

9.3.3.1 Систематическую составляющую погрешности СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти (θ_{Σ} , %) определяют (с учетом примечаний к 6.2.3) по формуле

$$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{КП}})^2 + (\delta_{\text{ПП}})^2 + (\theta_t)^2 + (\delta_{\text{К}}^{\text{СОИ}})^2 + (\theta_{\text{диап}}^{KF})^2 + (\delta_0^{\text{мас}})^2}, \quad (31)$$

где $\theta_{\text{диап}}^{KF}$ - составляющая систематической погрешности, обусловленной аппроксимацией ГХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти в рабочем диапазоне расхода, %, определяемая по 6.3.3.2 (формула 32).

6.3.3.2 Составляющую систематической погрешности, обусловленную аппроксимацией ГХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти в рабочем диапазоне расхода ($\theta_{\text{диап}}^{KF}$, %), определяют по формуле

$$\theta_{\text{диап}}^{KF} = \left| \frac{KF_j - KF_{\text{диап}}}{KF_{\text{диап}}} \right|_{\text{max}} \cdot 100, \quad (32)$$

6.3.4 Определение относительной погрешности СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти

Относительную погрешность СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти (δ , %) определяют по формуле

$$\delta = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_{\Sigma} + \varepsilon), & \text{если } 0,8 \leq \theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{KF} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma}, & \text{если } \theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{KF} > 8 \end{cases}, \quad (33)$$

где $Z_{(P)}$ - коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и величины соотношения $\theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{KF}$, значение которого берут из таблицы Г.2 приложения Г.

6.4 Определение погрешностей СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти а при реализации его ГХ в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации

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

6.4.2 Определение случайной составляющей погрешности СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти

Случайную составляющую погрешности СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти (ε_k , %) определяют по формуле

$$\varepsilon_k = t_{(P,n)} \cdot S_k^{KF}, \quad (34)$$

где S_k^{KF} - значение СКО, определенное по формуле (226), %.

Примечание № 21 - при определении $t_{(P,n)}$ принимают: $n = (n_j + n_{j+1})_k$.

6.4.3 Определение систематической составляющей погрешности СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти

6.4.3.1 Систематическую составляющую погрешности СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти ($\theta_{\Sigma k}$, %) определяют (с учетом примечаний к 6.2.3) по формуле

$$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{кп}})^2 + (\delta_{\text{пп}})^2 + (\theta_i)^2 + (\delta_{\text{к}}^{\text{УОИ}})^2 + (\theta_k^{KF})^2 + (\delta_{0k}^{\text{макс}})^2}, \quad (35)$$

где θ_k^{KF} - составляющая систематической погрешности, обусловленная аппроксимацией ГХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти в k -м поддиапазоне расхода, определяемая по 6.4.3.2 (формула 36), %;

$\delta_{0k}^{\text{макс}}$ - относительная погрешность стабильности нуля в k -м поддиапазоне, определяемая по 6.4.3.3 (формула 37), %.

6.4.3.2 Составляющую систематической погрешности, обусловленную аппроксимацией ГХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти в k -м поддиапазоне расхода (θ_k^{KF} , %), определяют по формуле

$$\theta_k^{KF} = \frac{1}{2} \cdot \left| \frac{KF_j - KF_{j+1}}{KF_j + KF_{j+1}} \right|_{(k)} \cdot 100, \quad (36)$$

6.4.3.3 Относительную погрешность ($\delta_{0k}^{\text{макс}}$) определяют по формуле

$$\delta_{0k}^{\text{макс}} = \frac{2 \cdot ZS}{Q_{k \text{ min}} + Q_{k \text{ max}}} \cdot 100, \quad (37)$$

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

6.4.4 Определение относительной погрешности СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти

Относительную погрешность СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти (δ_k , %) определяют по формуле

$$\delta_k = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_{\Sigma} + \varepsilon_k), & \text{если } 0,8 \leq \theta_{\Sigma k} / S_k^{KF} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma k}, & \text{если } \theta_{\Sigma k} / S_k^{KF} > 8 \end{cases}, \quad (38)$$

где $Z_{(P)}$ - коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и величины соотношения $\theta_{\Sigma} / S_k^{KF}$, значение которого берут из таблицы Г.2 приложения Г.

6.5 Оценивание относительной погрешности СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти

6.5.1 Оценивают значения относительных погрешностей, определенных по п. 6.2.4 (или 6.3.4, или 6.4.4) для чего проверяют выполнение условий:

- для СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти, используемого в качестве рабочего или резервного,

$$|\delta_k| \leq 0,25 \%. \quad (39)$$

6.5.2 Если для СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти эксплуатируемого в режиме рабочего или резервного, не выполняется условие (39) - выясняют причины, устраняют их и проводят повторные операции согласно разделам 5 и 6.

6.5.3 При невыполнении одного из условий по 6.5.1 рекомендуется:

- увеличить количество измерений в точках диапазона расхода;
- уменьшить рабочий диапазон, если ГХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти реализуется в ПЭП в виде постоянного значения градуировочного коэффициента ($K_{гр}$) или коэффициента коррекции (meter-factor – $MF_{диап}$), или в СОИ в виде постоянного значения К-фактора в рабочем диапазоне ($KF_{диап}$, имп/т);

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

6.6 Условия допуска СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти к дальнейшему применению

6.6.1 СРМ, входящий в состав ИК массового расхода нефти допускают к дальнейшему применению в качестве:

- рабочего или резервного (и только) при выполнении условия (39).

6.6.2 Проводят реализацию ГХ или в ПЭП, или в ИВК. По результатам одной и той же процедуре определения МХ реализацию ГХ СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти одновременно и в ПЭП, и в СОИ не допускают.

8 Точность представления результатов измерений и вычислений

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

8.2 Количество импульсов ($N_{ij}^{комп}$, $N_{ij}^{мес}$, имп) измеряют и их значения записывают в протокол определения МХ с двумя знаками после запятой (т.е. с долями периодов), если $N_{ij}^{комп} \leq 10000$ или $N_{ij}^{мес} \leq 10000$. При $N_{ij}^{комп} > 10000$ или $N_{ij}^{мес} > 10000$ допускается количество импульсов измерять и его значение записывать в протокол без долей периодов.

8.3 Значения давления ($\bar{P}_{ij}^{КП}, P_{ij}^{ПП}, P_{ij}^{ПП}$ МПа), температуры ($\bar{t}_{ij}^{КП}, t_{ij}^{ПП}, t_{ij}^{ПП}$, °С) измеряемой среды записывают в протокол определения МХ после округления до двух знаков после запятой.

8.4 Значения вместимости калиброванного участка компакт-прувера ($V_{пр ij}^{КП}$, м³) в протокол определения МХ записывают после округления до шести значащих цифр.

8.5 Значения плотности измеряемой среды ($\rho_{ij}^{ПП}, \rho_{пр ij}^{ПП}, \bar{\rho}_{ij}^{ПП}$, кг/м³) в протокол определения МХ записывают после округления до пяти значащих цифр.

8.6 Значения массы ($M_{ij}^{рр}, M_{ij}^{мс}$, т) и объема ($V_{ij}^{КОМП}$, м³) измеряемой среды в протокол поверки записывают после округления до шести значащих цифр.

8.7 Значения коэффициентов коррекции измерений массы (MF_{ij}, \overline{MF}_j) в протокол определения МХ записывают и в память ИВК вводят значение \overline{MF}_j после округления до пяти значащих цифр.

8.8 Значения коэффициента преобразования СРМ, входящего в состав ИК массового расхода нефти ($KF_{конф}$, имп/т) и ТПР ($K_{ij}^{ТПР}, K_j^{ТПР}, K_j^{комп}$, имп/м³) округляют, исходя от количества знаков, вводимых в память ИВК.

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

Приложение 1
(рекомендуемое)
ПРОТОКОЛ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК № _____
счетчика-расходомера массового (массомера)

Место проведения поверки: _____
наименование объекта (ПСП) наименование владельца объекта (ПСП)
 Поверяемый массомер: _____, DN _____ мм, зав. № _____; ПЭП _____ зав. № _____
модель модель
 установлен на СИКН _____, ИЛ № _____ Рабочая жидкость _____
 Средства поверки: компакт-провер тип _____, разряд _____, зав. № _____, дата поверки _____
 ТПР типа _____, диапазон измерений _____ м³/ч, зав. № _____
 поточный ПП типа _____, зав. № _____, дата поверки _____

Таблица 1 - Исходные данные

Компакт-провера						Поточного ПП		ИВК		Массомера	
$V_{0\text{upstr}}^{\text{КП}}$, м ³	$V_{0\text{downstr}}^{\text{КП}}$, м ³	$\delta_{\text{КП}}$, %	D , мм	S , мм	E , МПа	$\Delta t_{\text{КП}}$, °С	$\delta_{\text{ПП}}$, %	$\Delta t_{\text{ПП}}$, °С	$\delta_{\text{К}}^{\text{ИВК}}$, %	$KF_{\text{конф}}$, имп/т	ZS , т/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Таблица 2 - Результаты единичных измерений и вычислений с применением ТПР

Часть I - Определение коэффициента преобразования ТПР

№ точки / № серии (j/i)	Q_{ij} , т/ч	Результаты измерений						Результаты вычислений					
		$\bar{N}_{ij}^{\text{ТПР}}$, имп	$\bar{t}_{ij}^{\text{ТПР}}$, °С	$\bar{P}_{ij}^{\text{ТПР}}$, МПа	$\bar{t}_{ij}^{\text{КП}}$, °С	$\bar{P}_{ij}^{\text{КП}}$, МПа	$t_{ij}^{\text{°Т}}$, °С	$V_{\text{пр } ij}^{\text{КП}}$, м ³	$K_{ij}^{\text{ТПР}}$, имп/м ³	Π_{ij} , %	$K_j^{\text{ТПР}}$, имп/м ³	$K_j^{\text{комп}}$, имп/м ³	$\delta_j^{\text{°}}$, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1/1 сер.													
1/2 сер.													
...													
1/n сер.													
...													
m/1 сер.													
...													
m/n сер.													

Продолжение таблицы 2

Часть II – Определение МХ массомера

№ точки/ № серии (j/i)	Q_{ij} , т/ч	Задания ТПР		Результаты измерений							Результаты вычислений			
		$K_j^{\text{ТПР}}$, имп/м ³	$N_{\text{зад } ij}^{\text{ТПР}}$, имп	$V_{ij}^{\text{ТПР}}$, м ³	$t_{ij}^{\text{ТПР}}$, °С	$P_{ij}^{\text{ТПР}}$, МПа	$N_{ij}^{\text{МКС}}$, имп	$\rho_{ij}^{\text{ПП}}$, кг/м ³	$t_{ij}^{\text{ПП}}$, °С	$P_{ij}^{\text{ПП}}$, МПа	$\rho_{\text{пр } ij}^{\text{ПП}}$, кг/м ³	$M_{ij}^{\text{рз}}$, т	$M_{ij}^{\text{мкс}}$, т	MF_{ij}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1/1 сер.														
1/2 сер.														
...														
1/n сер.														
...														
m/1 сер.														
...														
m/n сер.														

Таблица 2 – Результаты единичных измерений и вычислений без применения ТПР

№ точки/ № серии (j/i)	Q_{ij} , т/ч	Результаты измерений						Результаты вычислений				
		$\bar{N}_{ij}^{\text{МКС}}$, имп	$\bar{t}_{ij}^{\text{КП}}$, °С	$\bar{P}_{ij}^{\text{КП}}$, МПа	$\bar{\rho}_{ij}^{\text{ПП}}$, кг/м ³	$\bar{t}_{ij}^{\text{ПП}}$, °С	$\bar{P}_{ij}^{\text{ПП}}$, МПа	$V_{\text{пр } ij}^{\text{КП}}$, м ³	$\rho_{\text{пр } ij}^{\text{ПП}}$, кг/м ³	$M_{ij}^{\text{рз}}$, т	$M_{ij}^{\text{мкс}}$, т	MF_{ij}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1/1 сер.												
1/2 сер.												
...												
1/n сер.												
...												
m/1 сер.												
...												
m/n сер.												

Таблица 3 - Значения коэффициентов, использованных при вычислениях

$\alpha_i^{нпл},$ °C ⁻¹	$\alpha_{Iкв}^{нпл},$ °C ⁻¹	$\alpha_i^{ст},$ °C ⁻¹	$t_{(P,n)}$	$Z_{(P)}$
1	2	3	4	5

Таблица 4 - Результаты поверки

Точка расхода (j)	$\bar{Q}_j,$ т/ч	\overline{MF}_j	№ поддиапазона (k)	$Q_k^{min},$ т/ч	$Q_k^{max},$ т/ч	$S_k^{MF},$ %	$\delta_{0k}^{мас},$ %	$\Theta_k^{MF},$ %	$\epsilon_k,$ %	$\theta_{\Sigma k},$ %	$\delta_k,$ %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1			1								
2											
...			m-1								
m											

Заключение: счетчик-расходомер массовый (массомер)

(массомер) к дальнейшей эксплуатации _____ в качестве _____
годен или не годен рабочего или резервного

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

Поверитель _____
наименование поверяющей организации подпись инициалы, фамилия

Дата поверки « ____ » _____ 20__ года

Приложение 2
(справочное)

Коэффициенты линейного расширения материала стенок ($\alpha_t^{ст}$), стержня ($\alpha_t^{ст}$), значения модуля упругости (E) материала стенок компакт-прувера

Коэффициент линейного расширения материала цилиндра ($\alpha_t^{ст}$), стержня ($\alpha_t^{ст}$), значение модуля упругости материала стенок (E) компакт-прувера определяют из таблицы 1.

Таблица 1 - Коэффициенты линейного расширения ($\alpha_t^{ст}$ и $\alpha_t^{ст}$), значения модуля упругости (E) материала стенок компакт-прувера

Материал стенок цилиндра или стержня компакт-прувера	$\alpha_t^{ст}, \alpha_t^{ст}, ^\circ\text{C}^{-1}$	$E, \text{МПа}$
Сталь углеродистая	$11,2 \times 10^{-6}$	$2,068 \times 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \times 10^{-6}$	$2,0 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 17-4	$10,8 \times 10^{-6}$	$1,965 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 304 литая	$15,95 \times 10^{-6}$	$1,931 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$17,3 \times 10^{-6}$	$1,931 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$17,3 \times 10^{-6}$	$1,931 \times 10^5$
Инвар (только для стержня компакт-прувера моделей СР, СР-М и ВСР-М)	$1,44 \times 10^{-6}$	-

Примечания

1 Если значения $\alpha_t^{ст}$, $\alpha_t^{ст}$ и E приведены в паспорте или техническом описании на компакт-прувер (или в заводском сертификате калибровки компакт-прувера), то при расчетах используют значения, указанные в одном из перечисленных документов.

2 Если в паспорте или техническом описании на компакт-прувер (или в заводском сертификате калибровки компакт-прувера) приведен (указан) квадратичный коэффициент расширения стенок $\alpha_{ткв}^{ст}$, то при расчетах по настоящей методике принимают: $\alpha_t^{ст} = 0,5 \cdot \alpha_{ткв}^{ст}$ или $2\alpha_t^{ст} = \alpha_{ткв}^{ст}$.

Приложение 3 (справочное)

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

1 Значение квантиля распределения Стьюдента при доверительной вероятности $P = 0,95$ в зависимости от количества измерений n определяют из таблицы 1

Таблица 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	16	17	18	19	20
$t_{(P, n)}$	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,203	2,179	2,162	2,145	2,132	2,120	2,110	2,101	2,093	2,086

2 Значение коэффициента $Z_{(P)}$; при доверительной вероятности $P = 0,95$ в зависимости от величины соотношения θ_{Σ} / S определяют из таблицы 2.

В зависимости от способа реализации ГХ массомера принимают:

$\theta_{\Sigma} / S = \theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{MF}$ - при реализации ГХ массомера в ПЭП в виде коэффициента коррекции измерений массы ($MF_{\text{диап}}$) или в виде нового градуировочного коэффициента ($K_{\text{гр}}$);

$\theta_{\Sigma} / S = \theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{KF}$ - при реализации ГХ массомера в СОИ в виде постоянного значения К-фактора в рабочем диапазоне (в СОИ устанавливают $KF_{\text{диап}}$, имп/т);

$\theta_{\Sigma} / S = \theta_{\Sigma k} / S_k^{KF}$ - при реализации ГХ массомера в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации (в СОИ устанавливают значения \overline{KF}_j , в точках расхода, имп/т).

Таблица 2 - Значения коэффициента $Z_{(P)}$ при $P = 0,95$

θ_{Σ} / S	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 4
(обязательное)**

Сводный перечень условных обозначений и их определений

Обозначение	Определение
f	частота, условно соответствующая $Q_{\max}^{\text{зав}}$ массомера (или Q_{\max}), Гц
$f_{\text{вх max}}$	максимальная входная частота УОИ (СОИ или контроллера-вычислителя, применяемого в качестве средства поверки), Гц
$f_{\text{вых}}^{\text{мас}}$	максимальная выходная частота поверяемого массомера, Гц
$Q_{\max}^{\text{зав}}$	максимальное значение диапазона расхода массомера, установленного заводом-изготовителем, т/ч
$Q_{\max}^{\text{ТПР}}$	верхний предел измерений ТПР, м ³ /ч
Q_{\min}, Q_{\max}	минимальное и максимальное значения расхода рабочего диапазона соответственно, т/ч
Q_j	значение поверочного расхода в j -й точке, т/ч
\bar{Q}_j	среднее арифметическое значение расхода за i -ю серию проходов поршня в j -й точке расхода, т/ч
Q_{ij}	значение расхода, измеренное при i -м измерении в j -й точке, т/ч
$Q_j^{\text{БИК}} \text{ треб}$	требуемое значение расхода через БИК (поточный ПП) в j -й точке поверочного расхода, м ³ /ч
$Q_j^{\text{БИК}}$	устанавливаемое значение расхода через БИК (поточный ПП) в j -й точке поверочного расхода, м ³ /ч
$S_{\text{тр}}$	площадь поперечного сечения трубопровода в месте отбора пробы в БИК (установки ПЗУ), мм ²
$S_{\text{ПЗУ}}$	суммарная площадь поперечного сечения входного(ых) отверстия(й) ПЗУ, мм ²
$V_o^{\text{кп}}$	емкость калиброванного участка компакт-прувера согласно свидетельству о поверке, м ³
$V_{\text{пр } ij}^{\text{КП}}$	емкость калиброванного участка компакт-прувера, приведенная к рабочим условиям (температуре и давлению рабочей жидкости в компакт-прувере) при i -м измерении (при i -й серии проходов поршня) в j -й точке расхода, м ³
$V_{ij}^{\text{ТПР}}$	объем рабочей жидкости, измеренный ТПР за i -й отсчет в j -й точке расхода (при определении МХ массомера по ТПР), м ³
$\alpha_i^{\text{лил}}$	коэффициент линейного расширения материала цилиндра компакт-прувера, °С ⁻¹
$\alpha_i^{\text{ст}}$	коэффициент линейного расширения материала стержня, на котором установлены оптические переключатели (детекторы), °С ⁻¹
$\alpha_{i \text{ кв}}^{\text{лил}}$	квадратичный коэффициент расширения материала цилиндра, °С ⁻¹
E	модуль упругости материала стенок компакт-прувера, МПа
D и s	диаметр и толщина стенок калиброванного участка ППУ соответственно, мм
T_{ij}	время прохождения поршнем калиброванного участка компакт-прувера при i -м проходе поршня в j -й точке расхода, с
$l_{i \text{ сер } j}$	количество проходов поршня компакт-прувера в i -й серии в j -й точке расхода
$n_{\text{сер } j} (n_j)$	количество серий проходов поршня (количество измерений) в j -й точке расхода
$n_j^{\text{мас}}$	количество отсчетов в j -й точке расхода при определении МХ массомера с применением ТПР

Σn_j	суммарное количество измерений (отсчетов) в рабочем диапазоне при определении МХ массомера
m	количество точек разбиения рабочего диапазона на поддиапазоны
$N_{\text{зад}}^{\text{ТПР}}$	количество импульсов, устанавливаемое в УОИ или АРМ оператора (преднабор для ТПР при опробовании и поверке массомера по ТПР), имп
$N^{\text{ТПР}}$	количество импульсов, выдаваемое ТПР при опробовании, имп
$\bar{N}_{ij}^{\text{ТПР}}$	среднее арифметическое количество импульсов ТПР за количество проходов поршня, равное l_{ij} (за i -ю серию проходов поршня) в j -й точке расхода, имп
$N_{ij}^{\text{мас}}$	количество импульсов поверяемого массомера при i -м отсчете в j -й точке расхода (при определении МХ массомера по ТПР), имп
$\bar{N}_{ij}^{\text{мас}}$	среднее арифметическое количество импульсов поверяемого массомера за i -ю серию проходов поршня в j -й точке расхода (при определении МХ массомера по компакт-пруверу), имп
$t_{ij}^{\text{ТПР}}$	температура рабочей жидкости в ТПР при i -м отсчете в j -й точке расхода (при определении МХ массомера по ТПР), °С
$t_{ij}^{\text{КП}}$	температура рабочей жидкости в компакт-прувере при i -м измерении в j -й точке расхода, °С
$\bar{t}_{ij}^{\text{ТПР}}$	средняя арифметическая температура рабочей жидкости в ТПР за i -ю серию проходов поршня в j -й точке расхода, °С
$\bar{t}_{ij}^{\text{КП}}$	средняя арифметическая температура рабочей жидкости в компакт-прувере за i -ю серию проходов поршня в j -й точке расхода, °С
$t_{ij}^{\text{ПП}}$	температура рабочей жидкости в поточном ПП при i -м отсчете в j -й точке расхода (при определении МХ массомера по ТПР), °С
$\bar{t}_{ij}^{\text{ПП}}$	средняя арифметическая температура рабочей жидкости в поточном ПП за i -ю серию проходов поршня в j -й точке расхода, °С
$t_{ij}^{\text{ст}}$	температура инваровых стержней компакт-прувера при i -м измерении (при i -й серии проходов поршня) в j -й точке расхода, °С
$P_{ij}^{\text{КП}}$	давление рабочей жидкости в компакт-прувере при i -м измерении в j -й точке расхода, МПа
$\bar{P}_{ij}^{\text{КП}}$	среднее арифметическое давление рабочей жидкости в компакт-прувере за i -ю серию проходов поршня в j -й точке расхода, МПа
$P_{ij}^{\text{ТПР}}$	давление рабочей жидкости в ТПР при i -м отсчете в j -й точке расхода (измерения с применением ТПР), МПа
$P_{ij}^{\text{ПП}}$	давление рабочей жидкости в поточном ПП при i -м отсчете в j -й точке расхода (при определении МХ массомера по ТПР), МПа
$\bar{P}_{ij}^{\text{ПП}}$	среднее арифметическое давление рабочей жидкости в поточном ПП за i -ю серию проходов поршня в j -й точке расхода, МПа
$\rho_{ij}^{\text{ПП}}$	плотность рабочей жидкости, измеренная поточным ПП, установленным на компакт-прувере, при i -м отсчете в j -й точке расхода, кг/м ³
$\rho_{ij}^{\text{БЖ}}$	плотность рабочей жидкости, измеренная поточным ПП, установленным в БЖ, при i -м отсчете в j -й точке расхода, кг/м ³
$\bar{\rho}_{ij}^{\text{ПП}}$	средняя арифметическая плотность рабочей жидкости за i -ю серию проходов поршня в j -й точке расхода, кг/м ³
$\rho_{\text{пр } ij}^{\text{ПП}}$	плотность рабочей жидкости, измеренная поточным ПП и приведенная к рабочим условиям в компакт-прувере при i -й серии проходов поршня (или при i -м отсчете) в j -й точке расхода, кг/м ³
$M_{ij}^{\text{рз}}$	масса рабочей жидкости, вычисленная по результатам измерений ТПР (или компакт-прувера) и поточного ПП при i -м измерении в j -й точке расхода, т
$M_{ij}^{\text{мас}}$	масса рабочей жидкости, измеренная поверяемым массомером при i -м измерении в j -й точке расхода, т

MF_{ij}	коэффициент коррекции измерений массы (mass-factor) для i -го измерения в j -й точке расхода
$MF_{\text{диап}}^{\text{уст}}$	коэффициент коррекции измерений массы в рабочем диапазоне, установленный в ПЭП по результатам предыдущей периодической поверки
\overline{MF}_j	среднее арифметическое значение коэффициента коррекции измерений массы в j -й точке расхода
$MF_{\text{диап}}$	среднее арифметическое значение коэффициента коррекции измерений массы в рабочем диапазоне расхода
$S_{\text{диап}}^{MF}$	СКО результатов определений коэффициентов коррекции измерений массы для точек расхода в рабочем диапазоне, %
$S_{\text{диап}}^{KF}$	СКО результатов определений значений К-фактора (имп/т) для точек расхода в рабочем диапазоне, %
S_k^{KF}	СКО результатов определений значений К-фактора (имп/т) для точек расхода в k -м поддиапазоне расхода, %
$K_j^{\text{ТПР}}$	коэффициент преобразования ТПР, определенный за i -ю серию проходов поршня в j -й точке расхода, имп/м ³
$K_j^{\text{ТПР min}}$	минимальное значение коэффициент преобразования ТПР в j -й точке расхода из ряда значений, определенных по 8.3.2.4 [формула (6)], имп/м ³
$K_j^{\text{ТПР max}}$	максимальное значение коэффициент преобразования ТПР в j -й точке расхода из ряда значений, определенных по 8.3.2.4 [формула (6)], имп/м ³
Π_j	повторяемость коэффициентов преобразования ТПР в j -й точке расхода, %
$K_j^{\text{ТПР}}$	коэффициент преобразования ТПР в j -й точке расхода и используемый для определения МХ массомера в j -й точке расхода, имп/м ³
$K_j^{\text{ТПР}}$	коэффициент преобразования ТПР в j -й точке расхода, определенный после установления МХ массомера в j -й точке расхода, имп/м ³
δ_j^K	относительное отклонение коэффициента преобразования $K_j^{\text{ТПР}}$ от $K_j^{\text{ТПР}}$, %
$KF_{\text{конф}}$	коэффициент преобразования (К-фактор) массомера по импульсному выходу, вводимый в память УОИ при конфигурировании ПЭП, имп/т
KF_{ij}	значение К-фактора массомера, определенное для i -го измерения в j -й точке расхода, имп/т
\overline{KF}_j	среднее арифметическое значение К-фактора массомера, определенное для j -й точки расхода, имп/т
$KF_{\text{диап}}$	среднее арифметическое значение К-фактора массомера, определенное для рабочего диапазона, имп/т
$K_{\text{тр}}^{\text{ПЭП}}$	градуировочный коэффициент, определенный при предыдущей поверке или заводской калибровке и установленный в ПЭП
$K_{\text{тр}}$	градуировочный коэффициент массомера, определенный при настоящей поверке и вводимый в память ПЭП
ε	случайная составляющая погрешности в рабочем диапазоне, %
ε_k	случайная составляющая погрешности в k -м поддиапазоне расхода, %
$t(P, n)$	квантиль распределения Стьюдента, зависящий от доверительной вероятности P и количества измерений
$Z(P)$	коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и величины соотношения $\theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{MF}$ (или $\theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{KF}$, или $\theta_{\Sigma} / S_k^{KF}$)
$\theta_{\text{диап}}^{MF}$	составляющая систематической погрешности, вызванная усреднением (аппроксимацией) коэффициента коррекции массомера MF в рабочем диапазоне, %
$\theta_{\text{диап}}^{KF}$	составляющая систематической погрешности, обусловленная аппроксимацией значений К-фактора (имп/т) в рабочем диапазоне, %

$\theta_{\text{двип}}^{kf}$	составляющая систематической погрешности, обусловленная аппроксимацией значений К-фактора (имп/т) массомера в k -м поддиапазоне расхода, %
θ_{Σ} и $\theta_{\Sigma k}$	систематическая составляющая погрешности массомера в рабочем диапазоне и k -м поддиапазоне расхода соответственно, %
$\delta_{\text{КП}}$	пределы допускаемой относительной погрешности компакт-прувера, %
$\delta_{\text{ПП}}$	пределы допускаемой относительной погрешности поточного ПП, %
θ_t	дополнительная составляющая систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры рабочей жидкости, %
$\delta_{\text{к}}^{\text{уои}}$	пределы допускаемой относительной погрешности УОИ при вычислении коэффициента преобразования массомера (имп/т) и ТПР (имп/м ³), %
$\delta_0^{\text{мас}}$	относительная погрешность стабильности нуля массомера в рабочем диапазоне, %
$\delta_{0k}^{\text{мас}}$	относительная погрешность стабильности нуля массомера в поддиапазоне, %
ZS	значение стабильности нуля массомера (из описания типа), т/ч
$\Delta t_{\text{КП}}$ и $\Delta t_{\text{ПП}}$	пределы допускаемой абсолютной погрешности датчиков температуры, используемых в процессе поверки для измерений температуры рабочей жидкости в компакт-прувере (ТПР) и поточном ПП соответственно, °С

Приложение 5
(справочное)

Сводный перечень используемых формул

№ формулы	Формула
1	$f \leq f_{\text{вх max}} \leq f_{\text{вых max}}$
2	$KF_{\text{конф}} = \frac{f \cdot 3600}{Q_{\text{зав max}}}$
3	$Q_{ij} = \frac{V_{\text{пр } ij}^{\text{КП}} \cdot 3600}{T_{ij}} \cdot \rho_{\text{пр } ij}^{\text{ПП}} \cdot 10^{-3}$
3а	$Q_{ij} = \frac{V_o^{\text{КП}} \cdot 3600}{T_{ij}} \cdot \rho_{ij}^{\text{ПП}} \cdot 10^{-3}$
4	$V_{\text{пр } ij}^{\text{КП}} = V_o^{\text{КП}} \cdot \left[1 + 2\alpha_t^{\text{шпл}} \cdot (t_{ij}^{\text{КП}} - 20) + \alpha_t^{\text{ст}} \cdot (t_{ij}^{\text{ст}} - 20) \right] \cdot \left(1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot P_{ij}^{\text{КП}} \right)$
5	$Q_j^{\text{БИК трсб}} = Q_j^{\text{пов}} \cdot \frac{S_{\text{ПЗУ}}}{S_{\text{тр}}}$
6	$K_{ij}^{\text{ТПР}} = \frac{\bar{N}_{ij}^{\text{ТПР}}}{V_{\text{пр } ij}^{\text{КП}}}$
7	$V_{\text{пр } ij}^{\text{КП}} = V_o^{\text{КП}} \cdot \left[1 + 2\alpha_t^{\text{шпл}} \cdot (\bar{t}_{ij}^{\text{КП}} - 20) + \alpha_t^{\text{ст}} \cdot (t_{ij}^{\text{ст}} - 20) \right] \cdot \left(1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot \bar{P}_{ij}^{\text{КП}} \right) \times$ $\times \left[1 + \beta_{\text{ж } ij} \cdot (\bar{t}_{ij}^{\text{ТПР}} - \bar{t}_{ij}^{\text{КП}}) \right] \cdot \left[1 - \gamma_{\text{ж } ij} \cdot (\bar{P}_{ij}^{\text{ТПР}} - \bar{P}_{ij}^{\text{КП}}) \right]$
8	$\Pi_{ij} = \frac{K_{ij \text{ max}}^{\text{ТПР}} - K_{ij \text{ min}}^{\text{ТПР}}}{K_{ij \text{ min}}^{\text{ТПР}}} \cdot 100 \leq 0,02\%$
9	$K_j^{\text{ТПР}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_i \text{ сеп } j} K_{ij}^{\text{ТПР}}}{n_i \text{ сеп } j}$
10	$\delta_j^{\text{К}} = \frac{K_j^{*\text{ТПР}} - K_j^{\text{ТПР}}}{K_j^{\text{ТПР}}} \cdot 100 \leq 0,02\%$
11а	$M_{ij}^{\text{рз}} = V_{ij}^{\text{ТПР}} \cdot \rho_{\text{пр } ij}^{\text{ПП}} \cdot 10^{-3} = N_{ij}^{\text{ТПР}} / K_j^{\text{ТПР}} \cdot \rho_{\text{пр } ij}^{\text{ПП}} \cdot 10^{-3}$
11б	$M_{ij}^{\text{рз}} = V_{ij}^{\text{ТПР}} \cdot \rho_{ij}^{\text{ПП}} \cdot 10^{-3} = N_{ij}^{\text{ТПР}} / K_j^{\text{ТПР}} \cdot \rho_{ij}^{\text{ПП}} \cdot 10^{-3}$
12а	$M_{ij}^{\text{рз}} = V_{\text{пр } ij}^{\text{КП}} \cdot \rho_{\text{пр } ij}^{\text{ПП}} \cdot 10^{-3}$
12б	$M_{ij}^{\text{рз}} = V_{\text{пр } ij}^{\text{КП}} \cdot \rho_{ij}^{\text{ПП}} \cdot 10^{-3}$
13а	$\rho_{\text{пр } ij}^{\text{ПП}} = \rho_{ij}^{\text{БИК}} \cdot \left[1 + \beta_{\text{ж } ij} \cdot (t_{ij}^{\text{ПП}} - t_{ij}^{\text{ТПР}}) \right] \cdot \left[1 + \gamma_{\text{ж } ij} \cdot (P_{ij}^{\text{ТПР}} - P_{ij}^{\text{ПП}}) \right]$
13б	$\rho_{\text{пр } ij}^{\text{ПП}} = \rho_{ij}^{\text{БИК}} \cdot \left[1 + \beta_{\text{ж } ij} \cdot (t_{ij}^{\text{ПП}} - t_{ij}^{\text{КП}}) \right] \cdot \left[1 + \gamma_{\text{ж } ij} \cdot (P_{ij}^{\text{КП}} - P_{ij}^{\text{ПП}}) \right]$
14	$M_{ij}^{\text{мас}} = \frac{N_{ij}^{\text{мас}}}{KF_{\text{конф}}}$
15	$MF_{ij} = \frac{M_{ij}^{\text{рз}}}{M_{ij}^{\text{мас}}} \cdot MF_{\text{диап}}^{\text{уст}}$
16	$\overline{MF}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ij}}{n_j}$

17	$S_{\text{диап}}^{MF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{MF_{ij} - \overline{MF}_j}{\overline{MF}_j} \right)^2}{\sum n_j - 1}} \cdot 100 \leq 0,03\%$
18	$\overline{MF}_{\text{диап}} = \frac{\sum_{j=1}^m \overline{MF}_j}{m}$
19	$K_{\text{гр}} = K_{\text{гр}}^{\text{ГЭП}} \cdot \overline{MF}_{\text{диап}}$
20	$KF_{ij} = \frac{N_{ij}^{\text{мас}}}{M_{ij}^{\text{по}}}$
21	$\overline{KF}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} KF_{ij}}{n_j}$
22a	$S_{\text{диап}}^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{KF_{ij} - \overline{KF}_j}{\overline{KF}_j} \right)^2}{\sum n_j - 1}} \cdot 100 \leq 0,03\%$
226	$S_k^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=k}^{k+1} \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{KF_{ij} - \overline{KF}_j}{\overline{KF}_j} \right)^2}{(n_j + n_{j+1} - 1)_k}} \cdot 100 \leq 0,03\%$
23	$\overline{KF}_{\text{диап}} = \frac{\sum_{j=1}^m \overline{KF}_j}{m}$
24	$\varepsilon = t_{(P,n)} \cdot S_{\text{диап}}^{MF}$
25	$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{КП}})^2 + (\delta_{\text{ПП}})^2 + (\theta_t)^2 + (\delta_{\text{К}}^{\text{УОИ}}) + (\theta_{\text{диап}}^{MF})^2 + (\delta_0^{\text{мас}})^2}$
26	$\theta_t = \beta_{\text{жmax}} \cdot \sqrt{(\Delta t_{\text{КП}})^2 + (\Delta t_{\text{ПП}})^2} \cdot 100$
26a	$\theta_t = \beta_{\text{жmax}} \cdot \Delta t_{\text{КП}} \cdot 100$
27	$\theta_{\text{диап}}^{MF} = \left \frac{MF_j - \overline{MF}_{\text{диап}}}{\overline{MF}_{\text{диап}}} \right _{\text{max}} \cdot 100$
28	$\delta_0^{\text{мас}} = \frac{2 \cdot ZS}{Q_{\text{min}} + Q_{\text{max}}} \cdot 100$
29	$\delta = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_{\Sigma} + \varepsilon), & \text{если } 0,8 \leq \theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{MF} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma}, & \text{если } \theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{MF} > 8 \end{cases}$
30	$\varepsilon = t_{(P,n)} \cdot S_{\text{диап}}^{KF}$
31	$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{КП}})^2 + (\delta_{\text{ПП}})^2 + (\theta_t)^2 + (\delta_{\text{К}}^{\text{УОИ}}) + (\theta_{\text{диап}}^{KF})^2 + (\delta_0^{\text{мас}})^2}$
32	$\theta_{\text{диап}}^{KF} = \left \frac{KF_j - \overline{KF}_{\text{диап}}}{\overline{KF}_{\text{диап}}} \right _{\text{max}} \cdot 100$
33	$\delta = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_{\Sigma} + \varepsilon), & \text{если } 0,8 \leq \theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{KF} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma}, & \text{если } \theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{KF} > 8 \end{cases}$
34	$\varepsilon_k = t_{(P,n)} \cdot S_k^{KF}$
35	$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{КП}})^2 + (\delta_{\text{ПП}})^2 + (\theta_t)^2 + (\delta_{\text{К}}^{\text{УОИ}}) + (\theta_k^{KF})^2 + (\delta_0^{\text{мас}})^2}$

36	$\theta_k^{KF} = \frac{1}{2} \cdot \frac{ KF_j - KF_{j+1} }{KF_j + KF_{j+1}} \cdot 100$
37	$\delta_{0k}^{\text{max}} = \frac{2 \cdot ZS}{Q_{k \text{ min}} + Q_{k \text{ max}}} \cdot 100$
38	$\delta_k = \begin{cases} Z_{(P)}(\theta_{\Sigma} + \varepsilon_k), & \text{если } 0,8 \leq \theta_{\Sigma k} / S_k^{KF} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma k}, & \text{если } \theta_{\Sigma k} / S_k^{KF} > 8 \end{cases}$
39	$ \delta_k \leq 0,25 \%$