



ООО ЦМ «СТП»

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре
аккредитованных лиц RA.RU.311229

«СОГЛАСОВАНО»

Технический директор по испытаниям
ООО ЦМ «СТП»

В.В. Фефелов

«20 СТП 12» 2024 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти
НПС «Уренгойская»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 2012/1-311229-2024

г. Казань
2024

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти НПС «Уренгойская» (далее – СИКН), заводской № 150.01, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации СИКН.

1.2 СИКН соответствует требованиям к средству измерений в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной Приказом Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 и прослеживается к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019.

1.3 Подтверждение метрологических характеристик

1.3.1 Метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) массового расхода в составе СИКН определяются комплектным методом согласно настоящей методике поверки либо поэлементно.

1.3.2 Метрологические характеристики средств измерений, входящих в состав СИКН, (исключая сведения о поверке счетчиков-расходомеров массовых «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 42953-15) (далее – ПР), входящих в состав ИК массового расхода, при комплектном определении метрологических характеристик ИК массового расхода), подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

1.3.3 Первичная поверка ПР, входящих в состав ИК массового расхода, должна быть выполнена в соответствии с методиками поверки, установленными при утверждении типа ПР, входящих в состав ИК массового расхода.

1.3.4 Метрологические характеристики СИКН подтверждаются расчетным методом.

1.4 В результате поверки должны быть подтверждены метрологические характеристики, приведенные в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 45 до 650
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 2 – Состав и основные метрологические характеристики ИК массового расхода

Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений по каждому ИК, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК, %
	Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
2 (рабочая ИЛ № 1, рабочая ИЛ № 2)	Счетчик-расходомер массовый «ЭМИС-МАСС 260»	Контроллер «Суперфлоу-31»	от 52,0 до 370,0	±0,25
1 (контрольно-резервная линия)	Счетчик-расходомер массовый «ЭМИС-МАСС 260»	Контроллер «Суперфлоу-31»	от 45,0 до 385,0	±0,20

2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки должны быть выполнены операции, представленные в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень операций поверки

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которыми выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	6
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	7
Проверка программного обеспечения средства измерений	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	9
Оформление результатов поверки средства измерений	Да	Да	10

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

3 Требования к условиям проведения поверки средства измерений

Поверку проводят при условиях, сложившихся на момент проведения поверки и удовлетворяющих условиям эксплуатации СИКН.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки СИКН применяют средства поверки, указанные в таблице 4.

Таблица 4 – Перечень средств поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
7, 8, 9, 10	Средство измерений температуры окружающей среды: диапазон измерений от 15 до 35 °C, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ °C Средство измерений относительной влажности окружающей среды: диапазон измерений от 30 до 95 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений ± 5 % Средство измерений атмосферного давления: диапазон измерений от 84 до 106,7 кПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления $\pm 0,5$ кПа	Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер 46434-11 в ФИФОЕИ)
9	Рабочий эталон 2-го разряда по Приказу Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356	Установка поверочная CALIBRON серии S

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
		(регистрационный номер 49021-12 в ФИФОЕИ) (далее – компакт-прувер), без компаратора

4.2 Допускается применение средств измерений (далее – СИ) с метрологическими и техническими характеристиками, не уступающие требованиям, изложенным в таблице 3.

4.3 Применяемые СИ должны быть утвержденного типа, а также поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и допущены к применению.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 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.

5.2 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, руководство по эксплуатации СИКН и средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда и имеющие допуск по электробезопасности.

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре проверяют:

- состав СИ, входящих в состав СИКН, и комплектность СИКН;
- пломбировку СИ, входящих в состав СИКН (при наличии информации в описании типа данных СИ об указании мест и способов ограничения доступа к местам настройки (регулировки));
- отсутствие механических повреждений СИКН, препятствующих ее применению;
- четкость надписей и обозначений на маркировочных табличках СИКН и его компонентов.

6.2 Поверку продолжают, если:

- состав СИ и комплектность СИКН соответствуют описанию типа СИКН;
- пломбировка СИ, входящих в состав СИКН, выполнена в соответствии со сведениями в описаниях типа данных СИ;
- отсутствуют механические повреждения СИКН, препятствующие ее применению;
- надписи и обозначения на маркировочных табличках четкие.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Выполняют следующие подготовительные операции:

- проверяют наличие заземления СИ, работающих под напряжением;
- средства поверки и СИКН устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации.

7.2 Проверяют наличие информации о положительных результатах поверки в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ) и действующих знаков поверки на все средства поверки.

7.3 Собирают и заполняют нефтью технологическую схему. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек через фланцевые, резьбовые и уплотнительные соединения элементов технологической схемы СИКН. На элементах технологической схемы СИКН не должно наблюдаться подтекания нефти. При обнаружении

подтекания нефти поверху прекращают и принимают меры по устранению утечки.

7.4 Опробование СИКН осуществляют путем увеличения или уменьшения расхода измеряемой среды в пределах рабочего диапазона измерений. Результаты опробования считаются удовлетворительными, если при увеличении или уменьшении расхода измеряемой среды, соответствующим образом изменялись показания на соответствующих средствах отображения информации.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверку программного обеспечения (далее – ПО) СИКН проводят путем сравнения идентификационных данных ПО СИКН с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и отраженными в описании типа СИКН.

8.2 Проверку идентификационных данных ПО СИКН проводят в соответствии с руководством по эксплуатации СИКН.

8.3 Результаты проверки ПО СИКН считают положительными, если идентификационные данные ПО СИКН совпадают с исходными, указанными в описании типа СИКН.

9 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

9.1 Определение метрологических характеристик средств измерений, входящих в состав СИКН

9.1.1 Проверяют информацию о результатах поверки всех средств измерений, входящих в состав СИКН, в ФИФОЕИ.

9.2 СИ, входящие в состав СИКН (исключая ПР, входящие в состав ИК массового расхода при комплектном определении метрологических характеристик ИК массового расхода), поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и имеют положительные результаты поверки;

9.3 Определение метрологических характеристик ИК массового расхода

9.3.1 Подготовка к определению метрологических характеристик ИК массового расхода

9.3.1.1 ПР, входящий в состав ИК массового расхода, и компакт-прувер подключают друг с другом последовательно. Подготавливают технологическую схему к гидравлическим испытаниям и проверке на герметичность.

9.3.1.2 Включают в работу поточный преобразователь плотности (далее – ПП), смонтированный в блоке контроля качества (далее – БКК), выполнив соответствующие технологические переключения.

9.3.1.3 Технологические переключения проводят с соблюдением требований инструкции по эксплуатации СИКН.

9.3.1.4 Проверяют закрытое положение (при необходимости закрывают) дренажных и воздушных вентилей (кранов), установленных на технологических трубопроводах СИКН, компакт-прувере и в БКК.

9.3.1.5 Устанавливают любое значение расхода в пределах рабочего диапазона. В технологической схеме поверки создают максимальное рабочее давление, которое может быть при определении метрологических характеристик ИК массового расхода.

9.3.1.6 СИКН считают испытанный 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).

9.3.1.7 Проверяют отсутствие протечек рабочей жидкости через затворы запорной арматуры, дренажных и воздушных вентилей (кранов) при их закрытом положении. Если отсутствует возможность проверки герметичности затворов запорной арматуры, вентилей (кранов) или установлено наличие протечек, то во фланцевые соединения устанавливают

металлические заглушки («блины»).

9.3.1.8 Проводят проверку отсутствия протечек измеряемой среды минуя поршень компакт-прувера согласно его эксплуатационной документации.

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

Примечание – В качестве контроллера-вычислителя должны быть использованы контроллеры «Суперфлоу-31» (далее – ИВК), входящие в состав СИКН.

9.3.1.10 Проверяют отсутствие воздуха (газа) в технологической схеме. При любом значении расхода (в рабочем диапазоне) проводят несколько пусков поршня компакт-прувера.

9.3.1.11 Открывая воздушные вентили, установленные на компакт-прувере, на верхних точках технологической схемы, в БКК, проверяют наличие воздуха (газа), при необходимости воздух (газ) выпускают. Считают, что воздух (газ) в технологической схеме отсутствует, если из вентиляй вытекает струя измеряемой среды без пузырьков воздуха (газа).

9.3.1.12 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 не превышает 0,2 °C.

9.3.1.13 Проводят установку нуля ПР, входящего в состав ИК массового расхода, согласно инструкции по эксплуатации ПР.

9.3.1.14 Проверяют достоверность и правильность ранее введенных исходных данных в автоматизированное рабочее место оператора, при необходимости вносят недостающие данные.

9.3.1.15 Градуировочную характеристику ПР, входящего в состав ИК массового расхода реализуют в виде кусочно-линейной аппроксимации.

9.3.2 Внешний осмотр

9.3.2.1 При внешнем осмотре ПР, входящего в состав ИК массового расхода, 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, их соответствие требованиям эксплуатационной документации;
- отсутствие нарушений герметичности кабельных вводов в первичный электронный преобразователь (далее – ПЭП), отсутствие видимых повреждений кабеля или кабелей;
- соответствие заземлений сенсора и ПЭП требованиям инструкции по эксплуатации ПР, входящего в состав ИК массового расхода, целостность заземляющих проводов.

9.3.3 Опробование

9.3.3.1 Проверяют индикацию на дисплее блока сбора и обработки информации (далее – БОИ) или на мониторе автоматизированного рабочего места оператора текущих значений:

- плотности рабочей жидкости, измеряемой поточным ПП, участвующим при определении метрологических характеристик ПР, входящего в состав ИК массового расхода, кг/м³;
- температуры, °C, и давления, МПа, рабочей жидкости в компакт-прувере, в поточном ПП (если используют ПП, установленный в БКК), измеряемых соответствующими датчиками температуры и преобразователями давления.

9.3.3.2 Устанавливают минимальное значение расхода рабочего диапазона, запускают поршень компакт-прувера и проводят пробное измерение (одно или несколько). При прохождении поршнем детектора «старт» в БОИ начинается отсчет нарастающих значений:

- количества импульсов, выдаваемых ПР, входящим в состав ИК массового расхода, импульс;

– времени прохождения поршнем калиброванного участка компакт-прувера, с.

9.3.3.3 При прохождении (достижении) поршнем детектора «стоп» в БОИ отсчет нарастающих значений перечисленных параметров прекращается.

9.3.4 **Определение метрологических характеристик ПР, входящего в состав ИК массового расхода**

9.3.4.1 Установление расхода

Метрологические характеристики ПР, входящего в состав ИК массового расхода определяют при крайних значениях расхода рабочего диапазона и значениях, установленных с интервалом от 25 до 30 % от верхнего предела рабочего диапазона.

Допускается определять метрологические характеристики в трех точках рабочего диапазона: при минимальном (Q_{\min}), среднем $[0.5 \cdot (Q_{\min} + Q_{\max})]$ и максимальном (Q_{\max}) значениях расхода, т/ч.

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

При подключении ПР, входящего в состав рабочего ИК массового расхода, до компакт-прувера, требуемое значение расхода устанавливают (и контролируют), используя результаты измерений расхода ПР, входящего в состав контрольно-резервного ИК массового расхода.

Примечание – Установление и контроль значения расхода рекомендуется проводить при движении поршня компакт-прувера.

При подключении ПР, входящего в состав рабочего ИК массового расхода, после компакт-прувера, то значение расхода Q_{ij} , т/ч, проверяют после каждого прохода поршня по формуле

$$Q_{ij} = \frac{V_{\text{пр } ij}^{\text{кп}} - 3600}{T_{ij}} \cdot \rho_{\text{пр } ij}^{\text{пп}} \cdot 10^{-3}, \quad (9.1)$$

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, m^3 ;

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

$\rho_{\text{пр } ij}^{\text{пп}}$ – плотность рабочей жидкости, измеренная участвующим в поверке поточным ПП и приведенная к рабочим условиям в компакт-прувере при i -м измерении в j -й точке расхода, kg/m^3 .

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 $V_{\text{пр } ij}^{\text{кп}}$, m^3 , вычисляют по формуле

$$V_{\text{пр } ij}^{\text{кп}} = V_0^{\text{кп}} \cdot [1 + 2 \cdot \alpha_t^{\text{шил}} \cdot (t_{ij}^{\text{кп}} - 20) + \alpha_t^{\text{ст}} \cdot (t_{ij}^{\text{ст}} - 2)] \cdot \left(1 + \frac{0.95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot P_{ij}^{\text{кп}}\right), \quad (9.2)$$

где $V_0^{\text{кп}}$ – вместимость калиброванного участка компакт-прувера согласно свидетельству о поверке, m^3 ;

$\alpha_t^{\text{шил}}$ – коэффициент линейного расширения материала цилиндра компакт-прувера, $^{\circ}\text{C}^{-1}$. Значение приведено в таблице А.1 приложения А;

$t_{ij}^{\text{кп}}$ – температура рабочей жидкости в компакт-прувере (в цилиндре) при i -м измерении в j -й точке расхода, $^{\circ}\text{C}$;

$\alpha_t^{\text{ст}}$ – коэффициент линейного расширения материала стержня, на котором установлены оптические сигнализаторы (детекторы), $^{\circ}\text{C}^{-1}$. Значение приведено в таблице А.1 приложения А;

$t_{ij}^{\text{ст}}$ – температура стержня, на котором установлены оптические сигнализаторы (детекторы), при i -м измерении в j -й точке расхода, $^{\circ}\text{C}$;

D – внутренний диаметр калиброванного участка компакт-прувера, мм. Значение

- берут из паспорта или эксплуатационной документации на компакт-прувер;
- s – толщина стенок калиброванного участка компакт-прувера, мм. Значение берут из паспорта или эксплуатационной документации на компакт-прувер;
- E – модуль упругости материала стенок компакт-прувера, МПа. Значение приведено в таблице А.1 приложения А;
- P_{ij}^{kp} – давление рабочей жидкости в компакт-прувере (в цилиндре) при i -м измерении в j -й точке расхода, $^{\circ}\text{C}$.

Отклонение установленного расхода в точке от требуемого (задаваемого) значения должно быть не более 2,0 %. В случае большего отклонения повторяют операции, необходимые для установления требуемого расхода.

9.3.4.2 Выполнение измерений

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

Для каждой i -й серии проходов поршня в j -й точке расхода регистрируют и записывают в протокол поверки средние арифметические значения за количество проходов поршня, равное $l_{i \text{ sep } j}$:

- количество импульсов, выдаваемых ПР, входящего в состав ИК массового расхода, $\bar{N}_{ij}^{\text{mac}}$, импульс;
- температура рабочей жидкости в компакт-прувере \bar{t}_{ij}^{kp} , $^{\circ}\text{C}$;
- давление рабочей жидкости в компакт-прувере \bar{P}_{ij}^{kp} , МПа;
- плотности рабочей жидкости, измеренной поточным преобразователем плотности, участвующим в определении метрологических характеристик ПР, входящего в состав ИК массового расхода, ($\bar{\rho}_{ij}^{pp}$, $\text{кг}/\text{м}^3$);
- массового расхода \bar{Q}_{ij} , т/ч.

9.3.4.3 Обработка результатов измерений

Определение градуировочной характеристики ПР, входящего в состав ИК массового расхода

Для каждого i -го измерения в j -й точке расхода вычисляют значение массы рабочей жидкости M_{ij}^{pp} , т/ч, по формуле

$$M_{ij}^{pp} = V_{pp \text{ ij}} \cdot \rho_{ij}^{pp} \cdot 10^{-3}, \quad (9.3)$$

где ρ_{ij}^{pp} – плотность рабочей жидкости в компакт-прувере (в цилиндре) при i -м измерении в j -й точке расхода, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Значение плотности рабочей жидкости в компакт-прувере (в цилиндре) при i -м измерении в j -й точке расхода ρ_{ij}^{pp} вычисляют по формуле

$$\rho_{ij}^{pp} = \rho_{ij}^{\text{БИК}} \cdot \left[1 + \beta_{\text{ж ij}} \cdot (t_{ij}^{pp} - t_{ij}^{kp}) \right] \cdot \left[1 + \gamma_{\text{ж ij}} \cdot (P_{ij}^{pp} - P_{ij}^{kp}) \right], \quad (9.4)$$

- где $\rho_{ij}^{\text{БИК}}$ – плотность рабочей жидкости, измеренная преобразователем плотности, установленным в блоке измерений качества, при i -м измерении в j -й точке расхода, $\text{кг}/\text{м}^3$;
- $\beta_{\text{ж ij}}$ – коэффициент объемного расширения рабочей жидкости, $^{\circ}\text{C}^{-1}$. Значение определяют по приложению Б;
- t_{ij}^{pp} – температура рабочей жидкости в преобразователе плотности при i -м измерении в j -й точке расхода, $^{\circ}\text{C}$;
- $\gamma_{\text{ж ij}}$ – коэффициент сжимаемости рабочей жидкости, МПа^{-1} . Значение определяют по приложению Б;
- P_{ij}^{pp} – давление рабочей жидкости в преобразователе плотности при i -м измерении в j -й точке расхода, МПа.

Для каждого i -го измерения в j -й точке расхода вычисляют значение К-фактора KF_{ij} , импульс/т, по формуле

$$KF_{ij} = \frac{N_{ij}^{mac}}{M_{ij}^{p3}}, \quad (9.5)$$

где N_{ij}^{mac} – количество импульсов, выдаваемых ПР, входящего в состав ИК массового расхода, при i -м измерении в j -й точке расхода, кг/м³.

Среднее значение К-фактора для j -й точки расхода \bar{KF}_j , импульс/т, вычисляют по формуле

$$\bar{KF}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} KF_{ij}}{n_j}, \quad (9.6)$$

где n_j – количество j -ых точек расхода.

Оценивают среднее квадратическое отклонение результатов определений К-фактора для точек расхода в каждом k -м поддиапазоне расхода S_k^{KF} , %, при реализации градуировочной характеристики в виде кусочно-линейной аппроксимации по формуле

$$S_k^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{k+1} \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{KF_{ij} - \bar{KF}_j}{\bar{KF}_j} \right)^2}{(n_j + n_{j+1} - 1)_k}} \cdot 100 \leq 0,05 \%, \quad (9.7)$$

где n_j – количество j -ых точек расхода.

В случае несоблюдения условия (9.7) повторно выполняют операции по 9.3.4, после чего повторяют вычисления по (9.3)–(9.7).

Определение случайной составляющей погрешности ПР, входящего в состав ИК массового расхода

Составляющие погрешности и метрологические характеристики ПР, входящего в состав ИК массового расхода (рабочего или контрольно-резервного), определяют при доверительной вероятности 0,95.

Составляющие погрешности и метрологические характеристики ПР, входящего в состав ИК массового расхода, определяют для каждого k -го поддиапазона расхода.

Случайную составляющую погрешности ПР, входящего в состав ИК массового расхода ε_k , %, вычисляют по формуле

$$\varepsilon_k = t_{(P, n)} \cdot S_k^{KF}, \quad (9.8)$$

где $t_{(P, n)}$ – квантиль распределения Стьюдента. Значение определяют по таблице В.1 приложения В.

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

Систематическую составляющую погрешности ПР, входящего в состав ИК массового расхода, $\Theta_{\Sigma k}$ вычисляют по формуле

$$\Theta_{\Sigma k} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{kp})^2 + (\delta_{pp})^2 + (\Theta_t)^2 + (\delta_k^{yoi})^2 + (\Theta_k^{KF})^2 + (\delta_{0k}^{mac})^2}, \quad (9.9)$$

где δ_{kp} – пределы относительной погрешности компакт-прувера, согласно сведениям о поверке, %;

δ_{pp} – пределы допускаемой относительной погрешности поточного преобразователя плотности, применяемого при определении метрологических характеристик ПР, входящего в состав ИК массового расхода, согласно сведениям о поверке, %;

- Θ_t – дополнительная составляющая систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры рабочей жидкости в компакт-прувере и поточном преобразователе плотности, %;
 $\delta_k^{уои}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислении К-фактора ПР, входящего в состав ИК массового расхода, согласно сведениям о поверке, %;
 Θ_k^{KF} – составляющая систематической погрешности, обусловленная аппроксимацией градуировочной характеристики ПР, входящего в состав ИК массового расхода, в k-м поддиапазоне расхода, %;
 δ_{0k}^{mac} – относительная погрешность стабильности нуля в k-м поддиапазоне, %.

Дополнительную составляющую систематической погрешности, обусловленную погрешностью измерений температуры рабочей жидкости в компакт-прувере и поточном преобразователе плотности Θ_t , %, вычисляют по формуле

$$\Theta_t = \beta_{\max} \cdot \sqrt{(\Delta t_{kn})^2 + (\Delta t_{np})^2} \cdot 100, \quad (9.10)$$

- где β_{\max} – максимальное из ряда значений β_{ij} ;
 Δt_{kn} – пределы допускаемой абсолютной погрешности датчика температуры, используемого для измерений температуры рабочей жидкости в компакт-прувере, согласно сведениям о поверке, $^{\circ}\text{C}$;
 Δt_{np} – пределы допускаемой абсолютной погрешности датчика температуры, используемого для измерений температуры рабочей жидкости в преобразователе плотности, согласно сведениям о поверке, $^{\circ}\text{C}$.

Примечание – При использовании поточного преобразователя плотности, установленного на компакт-прувере, Δt_{np} принимают равным нулю. При этом формула (9.10) будет иметь вид $\Theta_t = \beta_{\max} \cdot \Delta t_{kn} \cdot 100$.

Составляющую систематической погрешности, обусловленную аппроксимацией градуировочной характеристики ПР, входящего в состав ИК массового расхода, в k-м поддиапазоне расхода, Θ_k^{KF} , %, вычисляют по формуле

$$\Theta_k^{KF} = \frac{\bar{KF}_j - KF_{\text{диап}}}{KF_{\text{диап}}}, \quad (9.11)$$

где $KF_{\text{диап}}$ – среднее значение К-фактора для рабочего диапазона, имп/с/т.

Среднее значение К-фактора для рабочего диапазона $KF_{\text{диап}}$, имп/с/т, вычисляют по формуле

$$KF_{\text{диап}} = \frac{\sum_{j=1}^m \bar{KF}_j}{m}, \quad (9.12)$$

где m – количество точек разбиения рабочего диапазона.

Относительную погрешность стабильности нуля в k-м поддиапазоне δ_{0k}^{mac} , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{0k}^{mac} = \frac{2 \cdot ZS}{Q_{k \min} + Q_{k \max}} \cdot 100, \quad (9.13)$$

- где ZS – Значение стабильности нуля, т/ч. В соответствии с утвержденным типом ПР, входящего в состав ИК массового расхода;
 $Q_{k \min}$ – минимальное значение расхода в k-м поддиапазоне (в начале k-го поддиапазона), т/ч;
 $Q_{k \max}$ – максимальное значение расхода в k-м поддиапазоне (в конце k-го поддиапазона), т/ч.

Примечания

1 При определении метрологических характеристик ПР, входящего в состав ИК массового расхода, на месте эксплуатации, дополнительной систематической погрешностью ПР, вызванной изменением давления рабочей жидкости при эксплуатации от значения, имеющего место при определении метрологических характеристик, пренебрегают.

2 Относительную погрешность стабильности нуля в k -м поддиапазоне δ_{0k}^{mac} , определяют только для тех ПР, входящих в состав ИК массового расхода для которых характеристика относительной погрешности стабильности нуля δ_0^{mac} является составляющей относительной погрешности ПР (согласно утвержденному типу ПР).

Метрологические характеристики ПР, входящего в состав ИК массового расхода $\delta_k, \%$, вычисляют по формуле

$$\delta_k = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\Theta_{\Sigma k} + \varepsilon_k), & \text{если } 0,8 \leq \Theta_{\Sigma k} / S_k^{KF} \leq 8 \\ \Theta_{\Sigma k}, & \text{если } \Theta_{\Sigma k} / S_k^{KF} > 8, \end{cases} \quad (9.14)$$

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

9.3.4.4 Оценивают результаты определения метрологических характеристик ПР, входящего в состав ИК массового расхода:

- $|\delta_k| \leq 0,25 \%$ для ПР, входящего в состав рабочего ИК массового расхода;
- $|\delta_k| \leq 0,20 \%$ для ПР, входящего в состав контрольно-резервного ИК массового расхода.

9.3.4.5 Если для ПР, входящего в состав ИК массового расхода, не выполняется условие 9.3.4.4, то выясняют причины, устраняют их и проводят повторные операции по 9.3.4.1–9.3.4.4

9.3.4.6 Выполняют операции по 9.3.4.1–9.3.4.4 для каждого ИК массового расхода в составе СИКН.

9.3.4.7 При выполнении условий по 9.3.4.4, метрологические характеристики ИК массового расхода, входящие в состав СИКН, составляют:

- $\pm 0,25 \%$ для каждого рабочего ИК массового расхода;
- $\pm 0,20 \%$ для контрольно-резервного ИК массового расхода.

9.4 Определение метрологических характеристик СИКН при измерении массы брутто нефти

9.4.1 При первичной поверке ПР, входящих в состав ИК массового расхода, в соответствии с методиками поверки, установленными при утверждении типа ПР, входящих в состав ИК массового расхода, относительную погрешность измерений массы брутто $\delta_{M_{bp}}, \%$, вычисляют по формуле

$$\delta_{M_{bp}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{q0}^2 + \delta_N^2 + \delta_t^2 + \delta_{выч}^2}, \quad (9.15)$$

где δ_{q0} – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода и массы брутто нефти ПР, входящего в состав ИК массового расхода, %;

δ_N – допускаемая относительная погрешность ИВК, входящего в состав ИК массового расхода, при преобразовании входного импульсного/частотного сигнала, %;

δ_t – допускаемая относительная погрешность ИВК, входящего в состав ИК массового расхода, при измерении интервала времени, %;

$\delta_{выч}$ – допускаемая относительная погрешность ИВК, входящего в состав ИК массового расхода, при вычислении массового расхода (массы) измеряемой среды, %.

9.4.2 При определении метрологических характеристик ИК массового расхода в соответствии с настоящей Инструкцией, относительная погрешность измерений массы брутто нефти принимается равной относительной погрешности ИК массового расхода.

9.4.3 Результаты определения метрологических характеристик СИКН при измерении массы брутто нефти считают положительными, если относительная погрешность измерений

массы брутто нефти не выходит за пределы $\pm 0,25\%$.

9.5 Определение метрологических характеристик СИКН при измерении массы нетто нефти

9.5.1 Относительную погрешность СИКН при измерении массы нетто нефти δ_{Mn} , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{Mn} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{M_{bp}}^2 + \frac{(\Delta_{W_b})^2 + (\Delta_{W_{mp}})^2 + (\Delta_{W_{xc}})^2}{\left(1 - \frac{W_b + W_{mp} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (9.16)$$

где Δ_{W_b} – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;
 $\Delta_{W_{mp}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
 $\Delta_{W_{xc}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %;
 W_b – массовая доля воды в нефти, %;
 W_{mp} – массовая доля механических примесей в нефти, %;
 W_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

9.5.1.1 Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти Δ_{W_b} , %, при измерении объемной доли воды в нефти с применением влагомеров поточных ВСН-АТ (далее – ВН) вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_b} = \pm \frac{\Delta\varphi_b \cdot \rho_b}{\rho_n}, \quad (9.17)$$

где $\Delta\varphi_b$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения объемной доли воды в нефти с применением ВН, %;
 ρ_b – плотность воды при температуре измерений объемной доли воды в нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$, принимаемая равной $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$;
 ρ_n – плотность нефти при температуре измерений объемной доли воды в нефти, принимаемой измеренной поточными СИ, или лабораторными автоматизированными СИ плотности или ареометром в химико-аналитической лаборатории, приведенной к условиям измерений объемной доли воды в нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$.

9.5.1.2 Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения объемной доли воды в нефти с применением ВН $\Delta\varphi_b$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta\varphi_b = \pm \sqrt{\Delta\varphi_{влосн}^2 + \Delta\varphi_{оснбар}^2 + \Delta\varphi_{допбар}^2 + \Delta\varphi_{ИВКосн}^2 + \Delta\varphi_{ИВКдоп}^2}, \quad (9.18)$$

где $\Delta\varphi_{влосн}$ – основная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВН, объемная доля воды, %;
 $\Delta\varphi_{оснбар}$ – основная абсолютная погрешность барьеров искрозащиты, при преобразовании токового сигнала, объемная доля, %;
 $\Delta\varphi_{допбар}$ – дополнительная абсолютная погрешность барьеров искрозащиты, при преобразовании токового сигнала, объемная доля, %;
 $\Delta\varphi_{ИВКосн}$ – основная абсолютная погрешность ИВК, при преобразовании токового сигнала, объемная доля, %;
 $\Delta\varphi_{ИВКдоп}$ – дополнительная абсолютная погрешность ИВК, при преобразовании токового сигнала, объемная доля, %.

9.5.1.3 Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти Δ_{W_b} , %, при определении массовой доли воды методом лабораторного анализа по ГОСТ 2477-2014, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_b} = \pm \sqrt{\frac{R_b^2 - 0,5 \cdot r_b^2}{2}}, \quad (9.19)$$

где R_B – воспроизводимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %;
 r_B – сходимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %.

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

$$\Delta_{W_{\text{мп}}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{мп}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{мп}}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (9.20)$$

где $R_{\text{мп}}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–2018, выраженная в массовых долях, %;
 $r_{\text{мп}}$ – сходимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–2018, выраженная в массовых долях, %.

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

$$\Delta_{W_{\text{xc}}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{\text{xc}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{xc}}^2}}{\rho_m \cdot \sqrt{2}}, \quad (9.21)$$

где R_{xc} – воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–2021, выраженная в массовых долях, мг/дм³;
 r_{xc} – сходимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–2021, выраженная в массовых долях, мг/дм³;
 ρ_m – плотность нефти, измеренная поточным преобразователем плотности, а при отсутствии поточного преобразователя плотности – измеренной в лаборатории и приведенной к условиям измерений массы нефти, кг/м³.

9.5.1.6 Массовую долю воды в нефти W_B , %, рассчитывают по формуле

$$W_B = \frac{\phi_B \cdot \rho_B}{\rho_n}, \quad (9.22)$$

где ϕ_B – объемная доля воды в нефти, %.

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

$$W_{\text{xc}} = \frac{0,1 \cdot \phi_{\text{xc}}}{\rho_m}, \quad (9.23)$$

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

9.5.1.8 Результаты расчета по формулам (9.17)–(9.23) округляют до третьего знака после запятой, по формуле (9.16) – до второго знака после запятой.

9.5.1.9 Результаты определения метрологических характеристик СИКН при измерении массы нетто нефти считают положительными, если относительная погрешность измерений массы нетто нефти не выходит за пределы $\pm 0,35 \%$.

9.6 Расчет относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нетто нефти выполняют ручным методом или при помощи программного комплекса (рекомендуемый программный комплекс «Расходомер ИСО», реестровая запись № 3003 от 14.03.2017 г. на основании приказа Министерства цифрового развития, связи и массовых коммуникаций Российской Федерации от 09.03.2017 г. № 103).

10 Оформление результатов поверки средства измерений

10.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом поверки произвольной формы с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, заключения по результатам поверки.

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

10.3 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.

10.4 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

10.5 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.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(справочное)

КОЭФФИЦИЕНТЫ ЛИНЕЙНОГО РАСШИРЕНИЯ $\alpha_t^{\text{шил}}$, $\alpha_t^{\text{ст}}$ И ЗНАЧЕНИЯ МОДУЛЯ УПРУГОСТИ Е МАТЕРИАЛА СТЕНОК ПОВЕРОЧНОЙ УСТАНОВКИ

Таблица А.1 – Коэффициенты линейного расширения $\alpha_t^{\text{шил}}$, $\alpha_t^{\text{ст}}$ и значения модуля упругости Е материала стенок поверочной установки

Материал стенок поверочной установки	$\alpha_t^{\text{шил}}$, $\alpha_t^{\text{ст}}$, $^{\circ}\text{C}^{-1}$	E, МПа
Сталь углеродистая	$11,2 \cdot 10^{-6}$	$2,068 \cdot 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \cdot 10^{-6}$	$2,0 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 17-4	$10,8 \cdot 10^{-6}$	$1,965 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 304 литая	$15,95 \cdot 10^{-6}$	$1,931 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$17,3 \cdot 10^{-6}$	$1,931 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$17,3 \cdot 10^{-6}$	$1,931 \cdot 10^5$
Инвар (только для стержня установок поверочных на базе компакт-пруверов моделей СР, СР-М и ВСР-М)	$1,44 \cdot 10^{-6}$	–
Примечание – Если значения $\alpha_t^{\text{шил}}$, $\alpha_t^{\text{ст}}$ и Е приведены в паспорте компакт-прувера, то в расчетах используют паспортные значения.		

ПРИЛОЖЕНИЕ Б (справочное)

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ОБЪЕМНОГО РАСШИРЕНИЯ И СЖИМАЕМОСТИ РАБОЧЕЙ ЖИДКОСТИ

Б.1 Коэффициент объемного расширения нефти при температуре нефти при i -м измерении в j -й точке расхода β_{*ij} , $^{\circ}\text{C}^{-1}$, вычисляют по формуле

$$\beta_{*ij} = \beta_{15} + 1,6 \cdot \beta_{15}^2 \cdot (t_{*ij} - 15), \quad (\text{Б.1})$$

где β_{15} – Коэффициент объемного расширения нефти при температуре 15°C , $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

t_{*ij} – температура нефти при i -м измерении в j -й точке расхода, $^{\circ}\text{C}$.

Б.2 Коэффициент объемного расширения нефти при температуре 15°C β_{15} , $^{\circ}\text{C}^{-1}$, вычисляют по формуле

$$\beta_{15} = \frac{k_0 + k_1 \cdot \rho_{15}}{\rho_{15}^2} + k_2, \quad (\text{Б.2})$$

где k_0, k_1, k_2 – коэффициенты в соответствии с таблицей Б.1;

ρ_{15} – плотность нефти при избыточном давлении равном 0 МПа и температуре равной 15°C , kg/m^3 .

Таблица Б.1 – Значения коэффициентов k_0, k_1, k_2

Диапазон плотности, kg/m^3	Значение коэффициентов		
	k_0	k_1	k_2
Св. 838,3127 до 900 вкл.	186,9696	0,4862	0
Св. 787,5195 до 838,3127 вкл.	594,5418	0	0
Св. 770,3520 до 787,5195 вкл.	2680,3206	0	-0,00336312
Св. 610 до 770,3520	346,4228	0,4388	0

Б.3 Поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти C_{PL} , вычисляют по формуле

$$C_{PL} = \frac{1}{1 - (P_V - P_a) \cdot \gamma_{*ij}}, \quad (\text{Б.3})$$

где P_V – абсолютное давление нефти в условиях измерений, МПа;

P_a – атмосферное давление, МПа. Принимают равным $0,101325$ МПа;

γ_{*ij} – коэффициент сжимаемости нефти при температуре t_{*ij} , MPa^{-1} .

Б.4 Коэффициент сжимаемости нефти γ_{*ij} , MPa^{-1} , вычисляют по формуле

$$\gamma_{*ij} = 10^{-3} \cdot \exp \left(-1,6208 + 0,00021592 \cdot t_{*ij} + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \cdot 10^3 \cdot t_{*ij}}{\rho_{15}^2} \right). \quad (\text{Б.4})$$

Б.5 Поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти C_{tL} , вычисляют по формуле

$$C_{tL} = \exp \left[-\beta_{15} \cdot (t_{*ij} - 15) \cdot (1 + 0,8 \cdot \beta_{15} \cdot (t_{*ij} - 15)) \right], \quad (\text{Б.5})$$

где β_{15} – коэффициент объемного расширения нефти при температуре 15°C , $^{\circ}\text{C}^{-1}$.

Б.6 Плотность нефти при избыточном давлении равном 0 МПа и температуре равной 15 °C, ρ_{15} , кг/м³, вычисляют по формуле

$$\rho_{15} = \frac{\rho_V}{C_{PL} \cdot C_{tL}}. \quad (Б.6)$$

Б.7 Плотность нефти, измеренную поточным плотномером в рабочих условиях ρ_V , кг/м³, вычисляют по формуле

$$\rho_V = C_{PL} \cdot C_{tL} \cdot \rho_{15}. \quad (Б.7)$$

Б.8 Корректировка плотности в рабочих условиях

Б.8.1 Вычисляют значение коэффициента объемного расширения нефти при температуре 15 °C $\beta_{15(1)}$, °C⁻¹, по формуле (Б.2), принимая плотность нефти ρ_{15} , кг/м³, равной плотности ρ_V , кг/м³.

Б.8.2 Вычисляют значение коэффициента сжимаемости нефти при температуре при i-м измерении в j-й точке расхода $\gamma_{*ij(1)}$, МПа⁻¹, по формуле (Б.4), принимая плотность нефти ρ_{15} , кг/м³, равной плотности ρ_V , кг/м³; температуру нефти t_{*ij} , °C, равной температуре нефти при измерении плотности, °C.

Б.8.3 Вычисляют значение поправочного коэффициента $C_{tL_{\rho(1)}}$ по формуле (Б.5), принимая температуру нефти t_{*ij} , °C, равной температуре нефти при измерении плотности, °C; коэффициент объемного расширения нефти при температуре 15 °C β_{15} , °C⁻¹, равным коэффициенту объемного расширения нефти при температуре 15 °C $\beta_{15(1)}$, °C⁻¹.

Б.8.4 Вычисляют значение поправочного коэффициента $C_{PL_{\rho(1)}}$ по формуле (Б.3), принимая давление нефти P_V , МПа, равным давлению при измерении плотности, МПа; коэффициент сжимаемости нефти при температуре при i-м измерении в j-й точке расхода γ_{*ij} , МПа⁻¹, равным коэффициенту сжимаемости нефти при температуре при i-м измерении в j-й точке расхода $\gamma_{*ij(1)}$, МПа⁻¹.

Б.8.5 Вычисляют значение плотности $\rho_{15(1)}$, кг/м³, по формуле (Б.8), принимая поправочный коэффициент C_{tL} равным поправочному коэффициенту $C_{tL_{\rho(1)}}$; поправочный коэффициент C_{PL} равным поправочному коэффициенту $C_{PL_{\rho(1)}}$.

Б.8.6 Проверяют выполнение условия

$$\left| \rho_{15(k)} - \rho_{15(k-1)} \right| \leq 0,01. \quad (Б.8)$$

где k, k-1 – порядковые номера вычислений значений плотности ρ_{15} .

Б.7.7 При невыполнении условия (Б.8) повторяют операции по Б.8.1 – Б.8.6.

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(справочное)

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ КВАНТИЛЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СТЫОДЕНТА $t_{(p, n)}$ И КОЭФФИЦИЕНТА $Z_{(p)}$

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

Таблица B.1 – Значения квантиля распределения Стюдента ($t_{(p, n)}$) при $P = 0,95$

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

Продолжение таблицы B.1

$n-1$	17	18	19	20
$t_{(p, n)}$	2,110	2,101	2,093	2,086

B.2 Значение коэффициента $Z_{(p)}$ при $P = 0,95$ в зависимости от величины соотношения θ_{Σ} / S определяют из таблицы B.2 ($\theta_{\Sigma} / S \Rightarrow \theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{\text{KF}}$ или $\theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{\text{MF}}$, или $\theta_{\Sigma} / S_k^{\text{KF}}$).

Таблица B.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