

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии
(Росстандарт)

Федеральное бюджетное учреждение
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в
Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе-Югре,
Ямало-Ненецком автономном округе»
(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)



СОГЛАСОВАНО

Заместитель директора по метрологии
ФБУ «Тюменский ЦСМ»

А.В. Синцов
2025 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ
КАЧЕСТВА НЕФТИ (СИКН) № 529

Методика поверки

ВЯ.31.1100297.00 МП

Тюмень
2025

Разработана

ФБУ «Тюменский ЦСМ»



Начальник отдела промышленной метрологии
А.А. Козлов



Ведущий инженер по метрологии
М.Е. Майоров

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 529, заводской номер 1 (далее – СИКН), и устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверок.

1.2 Поверка СИКН осуществляется методом косвенных измерений в соответствии с требованиями части 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объёма жидкости в потоке, объёма жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объёмного расходов жидкости, утвержденной приказом Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объёма жидкости в потоке, объёма жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объёмного расходов жидкости» (далее – ГПС), и обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 63-2019 «Государственный первичный специальный эталон единиц массы и объёма жидкости в потоке, массового и объёмного расходов жидкости».

1.3 Если очередной срок поверки средства измерений (СИ) (измерительного компонента) из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИ (измерительного компонента), или проведена замена СИ (измерительного компонента) на СИ утверждённого типа из перечня СИ в описании типа СИКН, то проверяют наличие сведений о положительных результатах поверки этого СИ (измерительного компонента) или проводят его поверку, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят, протокол поверки СИКН не переоформляют. После проведения поверки заменённого СИ предоставляют сведения о положительных результатах поверки этого СИ.

1.4 По заявлению владельца СИКН или лица, предоставившего СИКН на поверку, допускается проведение поверки СИКН в части отдельных измерительных каналов (ИК) массового расхода нефти.

Таблица 1 – Метрологические требования

Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нефти при применении СИКН в качестве рабочего СИ, %	
от 20 до 240	±0,25 (масса брутто)	±0,35 (масса нетто)

1.5 Фактический диапазон измерений массового расхода нефти определяется при проведении поверки СИКН, фактический диапазон измерений массового расхода не может превышать диапазон измерений массового расхода, указанный в таблице 1.

1.6 При использовании настоящей методики следует в установленном порядке проверить действие ссылочных документов. Если документ заменен или частично изменен, то следует руководствоваться положениями заменяющего или частично заменяющего документа. Если документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяют в части, не затрагивающей эту ссылку.

2 ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Таблица 2 – Перечень операций поверки

Операции поверки	Необходимость выполнения		Ссылка на пункт методики поверки
	при первичной поверке	при периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	7
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	8
Проверка программного обеспечения	Да	Да	9
Определение метрологических характеристик средства измерений	Да	Да	10
Примечание — 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 расхода нефти, указанном в описании типа СИКН, или фактически обеспечиваемом при поверке диапазоне измерений расхода с обязательным указанием в сведениях о поверке информации об объеме проведенной поверки. Фактический диапазон измерений расхода нефти не может превышать диапазона измерений расхода, указанного в описании типа.

3.2 Измеряемая среда – нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия».

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

3.4 Соответствие параметров измеряемой среды значениям, указанным в описании типа СИКН, проверяют по данным о показателях качества нефти, представленным владельцем СИКН.

3.5 При соблюдении условий п. 3.1-3.3 считают, что факторы, которые могут оказать влияние на точность результатов измерений при поверке СИКН, отсутствуют.

4 ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИАЛИСТАМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМ ПОВЕРКУ

4.1 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику, инструкцию по эксплуатации СИКН и средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда.

5 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ

Таблица 2 – Средства поверки

Ссылка на пункт методики поверки	Требования к средствам поверки	Пример возможного средства поверки
1	2	3
п. 8 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании средства измерений)	Средства измерений температуры с диапазоном измерений от плюс 5 до плюс 35 °С	Термогигрометр ИВА-6 мод. ИВА-6А-Д, рег. номер 46434-11

Продолжение таблицы 2

1	2	3
п. 10 Определение метрологических характеристик средства измерений	Поверочная установка с диапазоном воспроизведения значений расхода, обеспечивающим определение МХ ИК массового расхода нефти – рабочий эталон 2 разряда согласно государственной поверочной схеме для средств измерений массы и объема жидкости, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 г. № 2356	Установка стационарная трубопоршневая поверочная Прувер С-0,05, регистрационный номер 26293-04
	Термопреобразователи сопротивления с унифицированным выходным сигналом, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ °C	Датчики температуры Rosemount 644, регистрационный номер 63889-16;
	Преобразователи избыточного давления с унифицированным выходным сигналом, пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %	Преобразователи давления измерительные 3051, регистрационный номер 14061-15
	Поточный плотномер, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м ³	Преобразователи плотности и расхода CDM мод. CDM100P, регистрационный номер 63515-16
	Измерительно-вычислительный комплекс, пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования $\pm 0,05$ %	Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-03, регистрационный номер 19240-05
Примечание:		
1) Используемые при поверке эталоны единиц величин должны быть аттестованы. Используемые при поверке средства измерений должны быть поверены.		
2) Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение МХ поверяемых СИ с требуемой точностью		

6 ТРЕБОВАНИЯ (УСЛОВИЯ) ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

6.1 Организация и производство работ проводится в соответствии с утвержденными действующими правилами и нормативными документами:

- в области охраны труда – «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 г. № 197-ФЗ;
- в области промышленной безопасности – Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- в области пожарной безопасности – Федеральный закон от 21.12.1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности»; Федеральный закон от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Приказ Минэнерго России от 12 августа 2022 года № 811 «Об утверждении Правил

технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии»;

– в области охраны окружающей среды – Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»; Федеральный закон от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».

7 ВНЕШНИЙ ОСМОТР СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

7.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- состав средств измерений, входящих в СИКН, должен соответствовать приведённому в описании типа;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на элементах СИКН должны быть чёткими и соответствовать их эксплуатационной документации;
- пломбировка СИ, входящих в состав СИКН, должна быть выполнена в соответствии со сведениями приведёнными в их описаниях типа, методиках поверки или МИ 3002-2006 «Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок»;
- знаки поверки нанесённые на СИ, входящие в состав СИКН, не должны иметь истекшего срока действия и повреждений препятствующих их идентификации.

8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

8.1 Проверяют наличие сведений о положительных результатах поверки СИ применяемых при проведении поверки СИКН.

8.2 Проверяют правильность монтажа и соединений преобразователей расхода и СИ, применяемых при опробовании СИКН, в соответствии с технологической схемой СИКН.

8.3 Подготавливают преобразователь массового расхода (далее – МПР) в соответствии с технической документацией, устанавливают или проверяют установленные коэффициенты, в том числе:

- градуировочный коэффициент МПР;
- коэффициент коррекции МПР;
- значение массового расхода и соответствующее ему значение частоты выходного сигнала МПР или коэффициент преобразования МПР.

8.4 Проверяют или устанавливают в настройках измерительно-вычислительного комплекса (ИВК) значение массового расхода и соответствующее ему значение частоты выходного сигнала МПР или коэффициент преобразования МПР, $K_{\text{пм}}$, имп/т, соответствующий установленному значению в преобразователе МПР или вычисленный по формуле:

$$K_{\text{пм}} = \frac{f_{\text{м}} \cdot 3600}{Q_{\text{м}}} \quad (1)$$

где $f_{\text{м}}$ – значение частоты, установленное в преобразователе МПР, Гц;

$Q_{\text{м}}$ – значение массового расхода, установленное в МПР, т/ч.

8.5 Вводят в память ИВК или проверяют введённые ранее данные, необходимые для обработки результатов поверки.

8.6 Проверяют отсутствие газа в измерительной линии, поверочной установке (ПУ) и преобразователе плотности (ПП), а также в верхних точках трубопроводов.

8.7 При рабочем давлении проверяют герметичность системы, состоящей из поверяемого МПР, ПУ и ПП. При этом не допускается появление капель или утечек рабочей жидкости через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения при наблюдении в течение 5 мин.

8.8 Проверяют герметичность задвижек, через которые возможны утечки рабочей жидкости, влияющие на результаты измерений при поверке.

8.9 Проверяют герметичность устройства пуска и приёма поршня ПУ в соответствии с технической документацией.

8.10 Проверяют стабильность температуры рабочей жидкости. Для этого запускают поршень ПУ и регистрируют температуру в ПП, на входе и выходе ПУ. Температуру рабочей жидкости считают стабильной, если её изменение в системе не превышает $0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ за время прохождения поршня от одного детектора до другого (в двунаправленных ПУ - в обоих направлениях).

8.11 Проводят установку нуля МПР согласно технической документации.

9 ПРОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

9.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения проводят путём проверки идентификационных данных (контрольной суммы, номера версии и идентификационного наименования).

9.2 Для просмотра идентификационных данных ПО измерительно-вычислительного комплекса «ИМЦ-03» необходимо набрать команды «Основное меню» → «Просмотр 2» → «Версия программы».

9.3 Для просмотра идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места АРМ оператора необходимо нажать кнопку «технологическая схема», нажать кнопку «Версия», в открывшемся окне нажать кнопку «Получить данные по библиотеке».

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

10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

10.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН

10.1.1 Проверяют наличие у измерительных компонентов, входящих в состав СИКН и указанных в таблице 1 описания типа СИКН (за исключением МПР из состава ИК массового расхода нефти, метрологические характеристики которых определяются в соответствии с п. 10.2 настоящей методики), информации о положительных результатах поверки в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФОЕИ) и действующих знаков поверки, если предусмотрено нанесение знаков поверки.

Результат проверки считают положительным, если измерительные компоненты, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФОЕИ о положительных действующих на момент поверки СИКН результатах поверки, а также действующие знаки поверки, если предусмотрено нанесение знаков поверки.

10.2 Определение метрологических характеристик измерительных каналов массового расхода нефти проводят в соответствии с приложением Б.

Результат определения метрологических характеристик измерительного канала массового расхода считают положительным, если значение относительной погрешности измерительного канала не превышает $\pm 0,25\%$ для рабочей измерительной линии и $\pm 0,20\%$ для контрольно-резервной измерительной линии.

11 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

11.1 При получении положительных результатов по п. 10.1-10.2 настоящей методики поверки вывод о подтверждении соответствия СИКН установленным метрологическим требованиям и пригодности к дальнейшему применению с пределами допускаемой относительной погрешности измерения массы брутто нефти $\pm 0,25\%$, массы нетто нефти $\pm 0,35\%$.

12 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

12.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом согласно приложению А. Допускается оформлять протокол поверки СИКН в изменённом виде. Сведения о результатах поверки СИКН передают в ФИФОЕИ.

12.2 В ФИФОЕИ передаётся следующая информация:

- в разделе «Дополнительные сведения» указывают информацию об объёме проведённой поверки (приводится перечень ИК массового расхода нефти, в части которых проведено определение метрологических характеристик). Для ИК массового расхода нефти, в части которых проведено определение метрологических характеристик по п. 10.2 приводится диапазон измерений массового расхода ИК массового расхода нефти согласно данным, приведённым в протоколах, сформированных ИВК;
- в разделе «Дополнительные сведения» указывают значения коэффициентов преобразования МПР ИК массового расхода нефти, в части которого(ых) проведено определение метрологических характеристик по п. 10.2;
- разделе «Дополнительные сведения» указывают пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто и массы нетто нефти;
- в разделе «Состав СИ» указывают запись «в соответствии с прилагаемым перечнем», состав СИКН оформляют в виде приложения.

12.3 При положительных результатах поверки СИКН признают пригодной к применению.

12.4 При положительных результатах определения метрологических характеристик ИК массового расхода нефти по п. 10.2 в ИВК вводят полученные коэффициенты или проверяют их соответствие ранее введённым коэффициентам в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН.

12.5 Результаты поверки СИКН оформляют в соответствии действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории Российской Федерации.

12.6 При оформлении свидетельства о поверке СИКН на бумажном носителе на оборотной стороне свидетельства о поверке указывают:

- перечень ИК массового расхода нефти, в части которых проведено определение метрологических характеристик с указанием диапазонов измерения массового расхода нефти;
- значения коэффициентов и преобразования преобразователя(ей) массового расхода ИК массового расхода нефти, в части которых проведено определение метрологических характеристик по п. 10.2.
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто и массы нетто нефти.

К свидетельству о поверке прикладывают перечень измерительных компонентов, входящих в состав СИКН в соответствии с описанием типа СИКН. Знак поверки наносят на свидетельство о поверке СИКН.

12.7 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории Российской Федерации.

12.8 Установка пломб непосредственно на СИКН не предусмотрена. Нанесение знака поверки непосредственно на СИКН не предусмотрено.

12.9 Для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут повлиять на результаты измерений, на каждый МПР, входящий в состав ИК массового расхода нефти устанавливают две пломбы. Пломбы располагают на диаметрально противоположных фланцах, на контрольных проволоках пропущенных через отверстия в шпильках. На пломбы методом давления наносят знак поверки.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки СИКН

Протокол № _____ от _____

Средство измерений _____
Указывается наименование, тип, модификация (в соответствии с описанием типа)

Регистрационный номер типа СИ _____
Указывается регистрационный номер средства измерений в реестре Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений, присвоенный при утверждении типа средств измерений

Год выпуска _____
Указывается год выпуска

Заводской (серийный) номер _____
Указывается заводской (серийный) номер (все цифры и буквы)

в составе _____
Указываются автономные измерительные блоки (перечень), заводские номера

поверено _____
Указывается наименование единиц величин, диапазонов измерений, на которых поверено средство измерений

Принадлежащее _____
Указывается наименование юридического/ фамилия имя и отчество физического лица - владельца средства измерений, ИНН (при наличии согласия от владельца на размещение данной информации)

Поверено в соответствии с _____
Указывается документ на методику поверки (наименование и номер документа)

Средства поверки _____
Указываются эталоны единиц величин, регистрационные номера и (или) наименования, типы средств измерений, применяемых в качестве эталонов, регистрационные номера, присвоенные при утверждении их типов заводские, серийные номера буквенно-цифровые обозначения, разряды, классы или погрешности, также указываются средства измерений контролирующие условия проведения поверки (наименования, типы, заводские, серийные номера буквенно-цифровые обозначения, погрешности (классы точности))

Условия проведения поверки _____
Указываются влияющие факторы, нормированные в документе на методику поверки, с указанием конкретных показателей (значений)

1. Результаты внешнего осмотра _____
Указываются результаты внешнего осмотра, в соответствии с требованиями документа на методику поверки

2. Результаты опробования _____
Указываются результаты опробования, в соответствии с требованиями документа на методику поверки

3. Результаты проверки программного обеспечения _____
Указываются результаты опробования, в соответствии с требованиями документа на методику поверки

4. Определение метрологических характеристик

4.1 Измерительные компоненты из состава СИКН _____
(имеют / не имеют)

положительные результаты поверки в ФИФОЕИ и действующие знаки поверки.

4.2 Приложением к настоящему протоколу являются протоколы, сформированные ИВК по результатам определения метрологических характеристик ИК массового расхода нефти.

4.2.1 Метрологические характеристики ИК № _____ массового расхода нефти
(номер ИК массового расхода нефти)

_____ требованиям пункта 10.2.
(соответствуют / не соответствуют)

(п. 4.2.1 заполняют для всех ИК массового расхода нефти, в части которых проводилось определение метрологических характеристик)

4.2.2 Относительная погрешность измерения массы брутто нефти _____
(соответствует / не соответствует)

требованиям пункта 11.1.

4.2.3 Относительная погрешность измерения массы нетто нефти _____
(соответствует / не соответствует)

требованиям пункта 11.1.

Дата поверки _____

Поверитель _____

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Определение метрологических характеристик ИК массового расхода нефти

Определение МХ ИК массового расхода нефти проводят не менее чем при трёх значениях массового расхода рабочей жидкости из диапазона измерений массового расхода, установленного для ИЛ СИКН (далее — точках расхода), включая минимальное и максимальное значение. В каждой точке расхода для рабочих ИЛ проводят не менее пяти измерений, для контрольных ИЛ проводят не менее семи измерений. Последовательность выбора точек расхода может быть произвольной. Устанавливают выбранное значение массового расхода по показаниям МПР.

Проводят предварительное измерение для уточнения значения установленного массового расхода.

Запускают поршень ПУ. После прохождения поршнем второго детектора регистрируют время прохождения поршнем от одного детектора до другого, количество импульсов выходного сигнала МПР, температуру, давление и плотность рабочей жидкости.

Массовый расход рабочей жидкости через МПР вычисляют по формуле (Б.6).

При необходимости проводят корректировку значения массового расхода регулятором расхода или запорной арматурой.

После стабилизации массового расхода проводят необходимое количество измерений.

Запускают поршень ПУ. При прохождении поршнем первого детектора ИВК начинает отсчёт импульсов выходного сигнала МПР и времени прохождения поршня между детекторами, при прохождении второго детектора — заканчивает.

Для определения средних значений за время измерения (время прохождения поршня между детекторами) ИВК периодически фиксирует значения следующих параметров:

- температуры рабочей жидкости на входе и выходе ПУ;
- давления рабочей жидкости на входе и выходе ПУ;
- температуры рабочей жидкости в ПП;
- давления рабочей жидкости в ПП;
- плотности рабочей жидкости в ПП.

При использовании термометров и манометров с визуальным отсчётом допускается фиксировать температуру и давление один раз за время прохождения поршня.

Если количество импульсов выходного сигнала МПР за время прохождения поршня ПУ между детекторами меньше 10000, то ИВК должен определять количество импульсов с долями импульсов.

Для однонаправленной ПУ прохождение поршня от одного детектора до другого принимают за одно измерение.

Если для двунаправленной ПУ определена вместимость калиброванного участка как сумма вместимостей в обоих направлениях, то за одно измерение принимают движение поршня в прямом и обратном направлении, количество импульсов и время прохождения поршня в прямом и обратном направлениях суммируют.

При наличии у ПУ второй пары детекторов допускается использовать обе пары детекторов.

Результаты измерений заносят в протокол.

При заполнении протокола результаты измерений и вычислений округляют в соответствии с таблицей Б.1.

Таблица Б.1 – Точность представления результатов измерений и вычислений

Параметр	Единица измерений	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр
Массовый расход	т/ч	1	
объём	м ³		5
Масса	т		5
Температура	°С	2	
Давление	МПа	2	
Плотность	кг/м ³	2	
Количество импульсов	имп		5
Интервал времени	с	2	
Погрешность, СКО	%	3	
Коэффициент преобразования	имп/т		6
Градуировочный коэффициент	г/с/мкс		5
Коэффициент объёмного расширения	1/°С		3
Примечание – Если количество цифр в целой части числа больше рекомендованного количества значащих цифр, то число округляют до целого.			

Массу рабочей жидкости, определённую с помощью ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода $M_{пуji}$, т, вычисляют по формуле:

$$M_{пуji} = V_0 \cdot K_{ji} \cdot K_{рji} \cdot \rho_{ппji} \cdot \frac{CTL_{пуji} \cdot CPL_{пуji}}{CTL_{ппji} \cdot CPL_{ппji}} \cdot 10^{-3} \quad (Б.1)$$

$$K_{ji} = 1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{пуji} - 20) \quad (Б.2)$$

$$K_{рji} = 1 + 0,95 \cdot \frac{P_{пуji} \cdot D}{E \cdot S} \quad (Б.3)$$

$$t_{пуji} = \frac{t_{ВхПУji} + t_{ВыхПУji}}{2} \quad (Б.4)$$

$$P_{пуji} = \frac{P_{ВхПУji} + P_{ВыхПУji}}{2} \quad (Б.5)$$

где V_0 – вместимость калиброванного участка ПУ при стандартных условиях, м³;

K_{ji} – коэффициент, учитывающий влияние температуры на вместимость ПУ, для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

$K_{рji}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на вместимость ПУ, для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

$\rho_{ппji}$ – плотность рабочей жидкости за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, кг/м³;

$CTL_{пуji}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объём рабочей жидкости, определённый для температуры рабочей жидкости в ПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (Приложение В);

$CPL_{пуji}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объём рабочей жидкости, определённый для температуры рабочей жидкости в ПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (Приложение В);

$CTL_{ппji}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объём рабочей жидкости, определённый для температуры рабочей жидкости в ПП

для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (Приложение В);

$CPL_{пп\ ji}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объём рабочей жидкости, определённый для температуры рабочей жидкости в ПП для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (Приложение В);

α_t – коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка ПУ, $1/^\circ\text{C}$;

$t_{пу\ ji}$ – среднее значение температуры рабочей жидкости в ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, $^\circ\text{C}$;

$t_{вхПУ\ ji}, t_{выхПУ\ ji}$ – температура рабочей жидкости на входе и выходе ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, $^\circ\text{C}$;

$P_{пу\ ji}$ – среднее значение избыточного давления рабочей жидкости в ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, МПа;

$P_{вхПУ\ ji}, P_{выхПУ\ ji}$ – давление рабочей жидкости на входе и выходе ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, МПа;

D – внутренний диаметр калиброванного участка ПУ, мм;

S – толщина стенок калиброванного участка ПУ, мм;

E – модуль упругости материала стенок калиброванного участка ПУ, МПа.

Массовый расход рабочей жидкости через МПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода Q_{ji} , т/ч, вычисляют по формуле:

$$Q_{ji} = \frac{M_{пу\ ji}}{T_{ji}} \cdot 3600 \quad (\text{Б.6})$$

где $M_{пу\ ji}$ – масса рабочей жидкости, определённая с помощью ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;
 T_{ji} – время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, с.

Массовый расход рабочей жидкости через МПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода Q_j , т/ч, вычисляют по формуле:

$$Q_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} Q_{ji}}{n_j} \quad (\text{Б.7})$$

где n_j – количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода.

Нижний и верхний предел рабочего диапазона измерений массового расхода Q_{min} , Q_{max} , т/ч, вычисляют по формулам:

$$Q_{min} = \min(Q_j) \quad (\text{Б.8})$$

$$Q_{max} = \max(Q_j) \quad (\text{Б.9})$$

Массу рабочей жидкости, определённую за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода M_{ji} , т, вычисляют по формуле:

$$M_{ji} = \frac{N_{ji}}{K_{\text{ПМ}}} \quad (\text{Б.10})$$

где N_{ji} – количество импульсов от МПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, имп;
 $K_{\text{ПМ}}$ – коэффициент преобразования МПР, имп/т.

Градуировочный коэффициент МПР в рабочем диапазоне массового расхода K_M , г/м/мкс, вычисляют по формуле:

$$K_M = \frac{\sum_{i=1}^m K_{Mj}}{m} \quad (\text{Б.11})$$

$$K_{Mj} = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} K_{Mji}}{n_j} \quad (\text{Б.12})$$

$$K_{Mji} = \frac{M_{\text{ПУ}ji}}{M_{ji}} \cdot K_{M\text{уст}} \quad (\text{Б.13})$$

где K_{Mj} – среднее значение градуировочного коэффициента МПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/м/мкс;
 m – количество точек рабочего диапазона измерений массового расхода;
 K_{Mji} – значение градуировочного коэффициента МПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/м/мкс;
 $K_{M\text{уст}}$ – градуировочный коэффициент, установленный в МПР на момент проведения поверки, г/м/мкс.

Коэффициент коррекции МПР в рабочем диапазоне массового расхода MF , вычисляют по формуле:

$$MF = \frac{\sum_{j=1}^m MF_j}{m} \quad (\text{Б.14})$$

$$MF_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ji}}{n_j} \quad (\text{Б.15})$$

$$MF_{ji} = \frac{M_{\text{ПУ}ji}}{M_{ji}} \cdot MF_{\text{уст}} \quad (\text{Б.16})$$

где MF_j – среднее значение коэффициента коррекции МПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
 MF_{ji} – значение коэффициента коррекции МПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
 $MF_{\text{уст}}$ – коэффициент коррекции, установленный в массомере на момент проведения поверки.

Оценка СКО результатов измерений в поверяемых точках

СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода S_j , %, вычисляют по формуле:

– при определении K_M :

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{Mji} - K_{Mj})^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{1}{K_{Mj}} \cdot 100 \quad (\text{Б.17})$$

– при определении MF :

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ji} - MF_j)^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{1}{MF_j} \cdot 100 \quad (\text{Б.18})$$

Проверяют выполнение следующего условия:

$$S_j \leq 0,05\% \quad (\text{Б.19})$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении условия (Б.19) выявляют наличие промахов в полученных результатах вычислений, согласно приложению Г. Выявленный промах исключают и устраняют причины, обуславливающие невыполнение условия (Б.19) и повторно проводят измерения.

Границу неисключённой систематической погрешности в рабочем диапазоне измерений расхода, Θ , %, вычисляют по формулам:

$$\Theta = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_\rho^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{ИВК}^2 + \Theta_Z^2 + \Theta_{Mt}^2 + \Theta_{MP}^2} \quad (\text{Б.20})$$

$$\Theta_t = \beta_{\max} \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_{\text{пу}}^2 + \Delta t_{\text{пп}}^2} \quad (\text{Б.21})$$

$$\beta_{\max} = \max(\beta_{ji}) \quad (\text{Б.22})$$

$$\Theta_\rho = \frac{\Delta \rho_{\text{пп}}}{\rho_{\text{ппmin}}} \cdot 100 \quad (\text{Б.23})$$

$$\rho_{\text{ппmin}} = \min(\rho_{ji}) \quad (\text{Б.24})$$

– при определении K_M :

$$\Theta_A = \max\left(\frac{K_{Mj} - K_M}{K_M} \cdot 100\right) \quad (\text{Б.25})$$

– при определении MF :

$$\Theta_A = \max\left(\frac{MF_j - MF}{MF} \cdot 100\right) \quad (\text{Б.26})$$

– для МПР с коррекцией нуля:

$$\Theta_Z = 0 \quad (\text{Б.27})$$

– для МПР без коррекции нуля:

$$\Theta_Z = \frac{ZS}{Q_{\min}} \cdot 100 \quad (\text{Б.28})$$

$$\Theta_{ИВК} = \delta_{ИВК} \quad (\text{Б.29})$$

$$\Theta_{Mt} = \frac{\delta_{\text{tдоп}} \cdot Q_{\min} \cdot \Delta t}{Q_{\min}} \quad (\text{Б.30})$$

$$\Delta t = \max[(t_{\max} - t_n), (t_n - t_{\min})] \quad (\text{Б.31})$$

– для МПР с коррекцией по давлению:

$$\Theta_{MP} = 0 \quad (\text{Б.32})$$

– для МПР без коррекции по давлению:

$$\Theta_{MP} = 10 \cdot \delta_{P_{доп}} \cdot \Delta P \quad (\text{Б.33})$$

$$\Delta P = \max \left[(P_{max} - P_n), (P_n - P_{min}) \right] \quad (\text{Б.34})$$

где $\Theta_{\Sigma 0}$ – граница суммарной неисключённой систематической погрешности ПУ, %;

Θ_{V0} – граница неисключённой систематической погрешности определения среднего значения вместимости ПУ, %;

Θ_t – граница неисключённой систематической погрешности, обусловленной погрешностью преобразователей температуры при измерениях температуры рабочей жидкости в ПУ и ПП, %;

Θ_p – граница неисключённой систематической погрешности, обусловленной погрешностью ПП, %;

Θ_A – граница неисключённой систематической погрешности, обусловленной аппроксимацией градуировочной характеристики МПР в рабочем диапазоне массового расхода, %;

$\Theta_{ИВК}$ – граница неисключённой систематической погрешности, обусловленной погрешностью ИВК, %;

$\delta_{ИВК}$ – пределы допустимой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования МПР ИВК, %;

Θ_z – граница неисключённой систематической погрешности, обусловленной нестабильностью нуля МПР, %;

Θ_{M_t} – граница неисключённой систематической погрешности, обусловленной влиянием отклонения температуры рабочей жидкости в условиях эксплуатации МПР от температуры рабочей жидкости при поверке, %;

Θ_{MP} – граница неисключённой систематической погрешности, обусловленной влиянием отклонения давления рабочей жидкости в условиях эксплуатации МПР от давления рабочей жидкости при поверке, %;

β_{max} – максимальное значение коэффициента объёмного расширения рабочей жидкости за время поверки, $1/^\circ\text{C}$;

β_{ji} – коэффициент объёмного расширения рабочей жидкости для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, $1/^\circ\text{C}$ (Приложение Г);

$\Delta t_{пу}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры, установленных в ПУ, $^\circ\text{C}$;

$\Delta t_{пп}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователя температуры, установленного около ПП, $^\circ\text{C}$;

$\Delta \rho_{пп}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП, кг/м^3 ;

$\rho_{пп min}$ – минимальное значение плотности рабочей жидкости за время поверки, кг/м^3 ;

$\rho_{пп j}$ – плотность рабочей жидкости за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, кг/м^3 ;

ZS – стабильность нуля МПР, т/ч;

Q_{min} – нижний предел рабочего диапазона измерений массового расхода СИКН, т/ч;

$\delta_{t \text{ доп}}$ – значение дополнительной погрешности, обусловленной отклонением температуры нефти при эксплуатации МПР от температуры нефти при поверке, %/°C;

$Q_{\text{ном}}$ – номинальное значение массового расхода рабочего диапазона измерений, т/ч;

Δt – максимальное отклонение температуры нефти при эксплуатации МПР от температуры нефти при поверке, °C;

t_n – среднее значение температуры нефти при поверке (среднее значение температуры нефти в ПУ), °C;

$t_{\min}, t_{\max}$ – нижний и верхний предел рабочего диапазона температур нефти при эксплуатации МПР, °C;

$\delta_{P \text{ доп}}$ – значение дополнительной погрешности МПР, обусловленной отклонением давления нефти при эксплуатации МПР от давления нефти при поверке, %/0,1 МПа;

ΔP – максимальное отклонение давления нефти при эксплуатации МПР от давления нефти при поверке, МПа;

P_n – среднее значение давления нефти при поверке (среднее значение давления нефти в ПУ), МПа.

СКО среднего значения результатов измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода S_{0j} , %, вычисляют по формуле:

$$S_{0j} = \frac{S_j}{\sqrt{n_j}} \quad (\text{Б.35})$$

Границу случайной погрешности в рабочем диапазоне измерений массового расхода при доверительной вероятности $P=0,95$ вычисляют по формулам:

$$\varepsilon = \max(\varepsilon_j) \quad (\text{Б.36})$$

$$\varepsilon_j = t_{0,95j} \cdot S_{0j} \quad (\text{Б.37})$$

где ε_j – граница случайной погрешности в j -ой точке рабочего диапазона, %;
 $t_{0,95j}$ – квантиль распределения Стьюдента для количества измерений n_j в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (Приложение Е).

СКО среднего значения результатов измерения в рабочем диапазоне измерений массового расхода принимают равным значению СКО среднего значения результатов измерения в точке рабочего диапазона измерений массового расхода с максимальным значением границы случайной погрешности.

Границу относительной погрешности в рабочем диапазоне измерений массового расхода δ , %, определяют по формулам:

$$\delta = \varepsilon \text{ если } \frac{\Theta}{S_0} < 0,8 \quad (\text{Б.38})$$

$$\delta = K \cdot S_{\Sigma} \text{ если } 0,8 \leq \frac{\Theta}{S_0} \leq 8 \quad (\text{Б.39})$$

$$\delta = \Theta \text{ если } \frac{\Theta}{S_0} > 8 \quad (\text{Б.40})$$

$$K = \frac{\varepsilon + \Theta}{S_0 + S_{\Theta}} \quad (\text{Б.41})$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{S_0^2 + S_{\Theta}^2} \quad (\text{Б.42})$$

$$S_{\theta} = \sqrt{\frac{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V 0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_p^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{ИВК}^2 + \Theta_Z^2 + \Theta_{M_i}^2 + \Theta_{M_P}^2}{3}} \quad (\text{Б.43})$$

где K – коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключённой систематической погрешностей;

S_{Σ} – суммарное СКО результата измерений, %;

S_{θ} – СКО суммы неисключённых систематических погрешностей, %.

Результаты измерений фиксируются в протоколе, формируемом ИВК. Результаты определения метрологических характеристик ИК массового расхода нефти, сформированные ИВК, распечатываются и прикладываются к протоколу поверки СИКН.

Результат определения метрологических характеристик измерительного канала массового расхода считают положительным, если значение относительной погрешности измерительного канала не превышает $\pm 0,25$ % для рабочей ИЛ и $\pm 0,20$ % для контрольно-резервной ИЛ.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Определение коэффициентов CTL и CPL

Определение коэффициента CTL

Значение коэффициента CTL , учитывающего влияние температуры на объём нефти определяют по формулам:

$$CTL = \exp[-\alpha_{15} \cdot \Delta t \cdot (1 + 0,8 \cdot \alpha_{15} \cdot \Delta t)] \quad (B.1)$$

$$\alpha_{15} = \frac{613,97226}{\rho_{15}^2} \quad (B.2)$$

$$\Delta t = t - 15 \quad (B.3)$$

где ρ_{15} – значение плотности нефти при температуре 15 °С и избыточном давлении 0 МПа, кг/м³;
 t – значение температуры нефти, °С;
 α_{15} – значение коэффициента объёмного расширения нефти при температуре 15 °С и избыточном давлении 0 МПа, 1/°С;

Определение коэффициента CPL

Значение коэффициента CPL , учитывающего влияние давления на объём нефти определяют по формулам:

$$CPL = \frac{1}{1 - b \cdot P \cdot 10} \quad (B.4)$$

$$b = \exp\left(-1,62080 + 0,00021592 \cdot t + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \cdot 10^3 \cdot t}{\rho_{15}^2}\right) \cdot 10^{-4} \quad (B.5)$$

где P – значение избыточного давления нефти, МПа.

Определение плотности нефти при стандартных условиях

Значение плотности нефти при температуре 15 °С и избыточном давлении 0 МПа, кг/м³ определяют методом последовательного приближения.

1) Определяют значения $CTL_{пп}$ и $CPL_{пп}$, принимая значение ρ_{15} равным значению $\rho_{пп}$.

2) Определяют значения ρ_{15} , кг/м³:

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп} \cdot CPL_{пп}} \quad (B.6)$$

где $\rho_{пп}$ – значение плотности нефти в ПП, кг/м³;
 $CTL_{пп}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объём нефти, определённый для t и ρ_{15} ;
 $CPL_{пп}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объём нефти, определённый для t , P и ρ_{15} ;

3) Определяют значения $CTL_{пп}$ и $CPL_{пп}$, принимая значение ρ_{15} равным значению, полученному по формуле (B.6).

4) Определяют значение ρ_{15} , кг/м³ по формуле (B.6):

5) Аналогично пунктам 3 и 4, определяют значения $CTL_{пп}$, $CPL_{пп}$ и ρ_{15} для i -го цикла вычислений и проверяют выполнение условия:

$$|\rho_{15(i)} - \rho_{15(i-1)}| \leq 0,001 \quad (B.7)$$

где $\rho_{15(i)}$, $\rho_{15(i-1)}$ – значения ρ_{15} , определённые, соответственно, за последний и предпоследний цикл вычислений, кг/м³.

Процесс вычисления продолжают до выполнения условия (B.7). За значение ρ_{15} принимают последнее значение $\rho_{15(i)}$.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Определение коэффициентов объёмного расширения и сжимаемости нефти

Коэффициент сжимаемости γ_t , 1/МПа, рассчитывают по формуле:

$$\gamma_t = \exp \left(-1,62080 + 0,00021592 \cdot t + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \cdot t \cdot 10^3}{\rho_{15}^2} \right) \cdot 10^{-3} \quad (\text{Г.1})$$

где t – температура нефти, °С;

ρ_{15} – плотность нефти при температуре 15 °С, 1/°С.

Коэффициент объёмного расширения рассчитывают по формуле:

$$\beta_t = \beta_{15} + 1,6 \cdot \beta_{15}^2 \cdot (t - 15) \quad (\text{Г.2})$$

где β_t – коэффициент объёмного расширения нефти при температуре t , 1/°С;

β_{15} – коэффициент объёмного расширения нефти при температуре 15 °С, 1/°С, рассчитываемый по формуле:

$$\beta_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2} \quad (\text{Г.3})$$

Значение плотности нефти при температуре t , °С, и избыточном давлении P , МПа, рассчитывают по формуле:

$$\rho_{tp} = \frac{\rho_{15} \cdot \exp \{ -\beta_{15} \cdot (t - 15) \cdot [1 + 0,8 \cdot \beta_{15} \cdot (t - 15)] \}}{1 - \gamma_t \cdot P} \quad (\text{Г.4})$$

Значение плотности нефти при температуре 15 °С находят методом последовательных приближений, используя итерационный метод «прямых подстановок» по следующему алгоритму:

1. Измеренное значение плотности подставляют в формулы (Г.1) и (Г.3) вместо значения плотности нефти при температуре 15 °С и вычисляют коэффициент объёмного расширения и коэффициент сжимаемости в первом приближении.

2. Измеренное значение плотности и вычисленные в первом приближении коэффициент объёмного расширения и коэффициент сжимаемости подставляют в формулу (Г.4) и определяют значение плотности нефти при температуре 15 °С в первом приближении.

3. Значение плотности нефти при температуре 15 °С, вычисленное в первом приближении, подставляют в формулы (Г.1) и (Г.3) и вычисляют коэффициент объёмного расширения и коэффициент сжимаемости во втором приближении.

4. Расчёт плотности нефти при температуре 15 °С продолжают до тех пор, пока его значение не перестанет изменяться более чем на 0,01 кг/м³. За результат определения плотности нефти при температуре 15 °С принимают значение, полученное в последнем приближении.

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Методика анализа результатов измерений на наличие промахов

Проверка результатов измерений на один промах по критерию Граббса при определении относительной погрешности измерительного канала массового расхода.

СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, S_{Kj} определяют по формуле

– при определении K_M :

$$S_{Kj} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{Mji} - K_{Mj})^2}{n_j - 1}} \quad (\text{Д.1})$$

– при определении MF :

$$S_{Kj} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ji} - MF_j)^2}{n_j - 1}} \quad (\text{Д.2})$$

где K_{Mj} – среднее значение градуировочного коэффициента МПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/с/мкс;
 K_{Mji} – значение градуировочного коэффициента МПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/с/мкс;
 MF_j – среднее значение коэффициента коррекции МПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
 MF_{ji} – значение коэффициента коррекции МПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
 n_j – количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода.

Примечание – При $S_{Kj} < 0,001$ принимаем $S_{Kj} = 0,001$.

Наиболее выделяющееся соотношение U :

– при определении K_M :

$$U = \max \left| \frac{K_{Mji} - K_{Mj}}{S_{Kj}} \right| \quad (\text{Д.3})$$

– при определении MF :

$$U = \max \left| \frac{MF_{ji} - MF_j}{S_{Kj}} \right| \quad (\text{Д.4})$$

Если значение U больше или равно значению h , взятому из таблицы, то результат измерения должен быть исключён как промах.

Таблица Д.1 – Критические значения для критерия Граббса

n	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
h	1,155	1,481	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355	2,412

ПРИЛОЖЕНИЕ Е**Определение значений квантиля распределения Стьюдента**

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

Таблица Е.1 – Значение квантиля распределения Стьюдента $t_{(P,n)}$ при $P = 0,95$

$n-1$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$t_{(P,n)}$	12,706	4,303	3,182	2,766	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,201