

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
2026 г.

Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА
НЕФТИ № 113

Методика поверки

ВЯ.31.1100560.00 МП

Тюмень
2026

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 № 113, заводской номер 113 (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 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 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости» (далее – ГПС), и обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 63-2025 «Государственный первичный специальный эталон единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного 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 утвержденного 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 замененного 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 24 до 160	± 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

Таблица 2 – Перечень операций поверки

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
1	2	3	4
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	7
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
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

5.1 При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 3.
Таблица 3 – Метрологические и технические требования к средствам поверки

Операции поверки, требующие применения средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
1	2	3
п. 8 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании средства измерений)	Средства измерений температуры окружающего воздуха с диапазоном измерений от плюс 5 °С до плюс 30 °С	Термогигрометр ИВА-6 мод. ИВА-6А-Д, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 46434-11

Продолжение таблицы 3

1	2	3
п. 10 Определение метрологических характеристик средства измерений	Поверочная установка с диапазоном воспроизведения значений расхода, обеспечивающим определение метрологических характеристик 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 № 2356	Установки трубопоршневые Сапфир М мод. Сапфир М-100-6,3, регистрационный номер 23520-02
	Термопреобразователи сопротивления с унифицированным выходным сигналом, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ °C	Преобразователи измерительные 644, регистрационный номер 63889-16, в комплекте с термопреобразователями сопротивления платиновыми 65, регистрационный номер 22257-01
	Преобразователи избыточного давления с унифицированным выходным сигналом, пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %	Преобразователи давления измерительные ЕЈХ мод. ЕЈХ 430А, регистрационный номер 28456-04
	Поточный плотномер, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м ³	Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835, регистрационный номер 15644-96
	Измерительно-вычислительный комплекс, пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования $\pm 0,05$ %	Комплексы измерительно-вычислительные Сигма-дубль, регистрационный номер 30949-06

Примечания:

- 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 метрологических характеристик 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 № 197-ФЗ;
- в области промышленной безопасности – Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ

«О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

- в области пожарной безопасности – Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности»; Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Приказ Минэнерго России от 12.08.2022 № 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 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».

6.2 Помещение СИКН должно содержаться в чистоте, без следов нефти.

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, $KF_{\text{конф}}$, имп/т, соответствующий установленному значению в преобразователе МПР или вычисленный по формуле:

$$KF_{\text{конф}} = \frac{f \cdot 3600}{Q} \quad (1)$$

где f – значение частоты, установленное в преобразователе МПР, Гц;

Q – 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 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 При проведении проверки идентификационных данных ПО проверяют соответствие номера версии и контрольной суммы, указанных в описании типа СИКН.

9.2 Для просмотра идентификационного программного обеспечения необходимо перейти на экран «Настройка» (с правами доступа «Инженер» или «Администратор») и нажать клавишу «Контрольные суммы».

9.3 Результат проверки программного обеспечения 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 их нанесение.

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 $\pm 0,25\%$.

11 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

11.1 При получении положительных результатов по п. 10.1-10.2 настоящей методики поверки делают 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 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 и его вторичный измерительный преобразователь, входящий в состав ИК массового расхода нефти устанавливают пломбы. Пломбы располагают на диаметрально противоположных фланцах МПР, на контрольных проволоках пропущенных через отверстия в шпильках и на одном из крепёжных винтов на передней панели вторичного измерительного преобразователя. 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 проводят не менее пяти 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.4).

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 начинают отсчёт импульсов выходного сигнала МПР и времени прохождения поршня между детекторами, при прохождении второго детектора — заканчивают.

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		4
Объём	м ³		6
Масса	т		6
Температура	°С	2	
Давление	МПа	2	
Плотность	кг/м ³		5
Количество импульсов*	имп	2	
Интервал времени	с	2	
Погрешность, среднее квадратическое отклонение (СКО)	%	3	
Градуировочный коэффициент	г/с/мкс		5
Примечание – Если значение количества импульсов больше 10000, допускается округлять его до целых чисел.			

Б.1 Массу рабочей жидкости, определённую с помощью ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода $M_{ji}^{пу}$, т, вычисляют по формуле:

$$M_{ji}^{пу} = V_{npj}^{пу} \cdot \rho_{npj}^{пп} \cdot 10^{-3} \quad (\text{Б.1})$$

где $V_{npj}^{пу}$ – вместимость калиброванного участка ПУ, приведённая к рабочим условиям, м³;

$\rho_{npj}^{пп}$ – плотность нефти, измеренная поточным ПП и приведённая к рабочим условиям ПУ при i -м измерении в j -й точке расхода, кг/м³.

$$V_{npj}^{пу} = V_0^{пу} \cdot [1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{ji}^{пу} - 20)] \cdot (1 + 0,95 \cdot \frac{P_{ji}^{пу} \cdot D}{E \cdot S}) \quad (\text{Б.2})$$

где $V_0^{пу}$ – вместимость калиброванного участка ПУ при стандартных условиях (температура 20 °С и избыточное давление 0 МПа), м³;

α_t – коэффициент линейного расширения материала стенок ПУ, 1/°С;

$t_{ji}^{пу}$ – среднее значение температуры нефти в ПУ за время i -ого измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, °С;

$P_{ji}^{пу}$ – среднее значение избыточного давления нефти в ПУ за время i -ого 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.

$$\rho_{npj}^{пп} = \rho_{ji}^{пп} \cdot [1 + \beta_{ji} \cdot (t_{ji}^{пп} - t_{ji}^{пу})] \cdot [1 + \gamma_{ji} \cdot (P_{ji}^{пу} - P_{ji}^{пп})] \quad (\text{Б.3})$$

$\rho_{ji}^{пп}$ – плотность нефти за время i -ого измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, кг/м³;

β_{ji} – коэффициент объёмного расширения нефти, 1/°С (Приложение Г);

γ_{ji} – коэффициент сжимаемости нефти, 1/МПа (Приложение Г).

Дальнейшую обработку результатов измерений проводят в зависимости от способа реализации по Б.1.1 или Б.1.2.

Б.1.1 Реализация градуировочной характеристики в первичном электронном преобразователе

Значение массы нефти за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода M_{ji} , т, снимают с монитора ИВК.

Для каждого i -го измерения в j -й точке расхода определяют значения массы рабочей жидкости, измеренные с помощью СИКН (M_{ji}):

$$M_{ji} = \frac{N_{ji}}{KF_{\text{конф}}} \quad (\text{Б.4})$$

где N_{ji} – количество импульсов выдаваемое МПР при i -ом измерении в j -й точке диапазона измерений массового расхода, имп;

$KF_{\text{конф}}$ – коэффициент преобразования по импульсному выходу, имп/т.

Определяют коэффициент коррекции измерения массы при i -ом измерении в j -й точке диапазона измерений массового расхода MF_{ji} :

$$MF_{ji} = \frac{M_{ji}^{\text{пy}}}{M_{ji}} \cdot MF_{\text{уст}}^{\text{дуан}} \quad (\text{Б.5})$$

где $MF_{\text{уст}}^{\text{дуан}}$ – коэффициент коррекции измерений массы, установленный в МПР по результатам поверки.

Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента коррекции в j -й то точке рабочего диапазона измерений массового расхода $\overline{MF}_j$:

$$\overline{MF}_j = \frac{\sum_{i=1}^n MF_{ji}}{n_j} \quad (\text{Б.6})$$

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

СКО результатов измерений в рабочем диапазоне измерений массового расхода $S_{\text{дуан}}^{MF}$, %:

$$S_{\text{дуан}}^{MF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{MF_{ji} - \overline{MF}_j}{\overline{MF}_j} \right)^2}{\sum n_j - 1}} \cdot 100 \quad (\text{Б.7})$$

Проверяют выполнение условия:

$$S_{\text{дуан}}^{MF} \leq 0,03 \% \quad (\text{Б.8})$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении условия (Б.8) дальнейшую обработку результатов прекращают, выясняют и устраняют причины. Повторно проводят измерения.

Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента коррекции $MF_{\text{дуан}}$ по формуле:

$$MF_{\text{дуан}} = \frac{\sum_{j=1}^m \overline{MF}_j}{m} \quad (\text{Б.9})$$

где m – количество точек разбиения рабочего диапазона.

Вычисляют значение градуировочного коэффициента K_{zp} по формуле

$$K_{zp} = K_{zp}^{\text{пэп}} \cdot MF_{\text{дуан}} \quad (\text{Б.10})$$

где $K_{zp}^{\text{пэп}}$ – градуировочный коэффициент, установленный в первичном электронном преобразователе.

Б.1.2 Реализация градуировочной характеристики в системе обработки информации

Вычисляют значение K -фактора для i -го измерения в j -й точке расхода KF_{ji} , имп/т, по формуле

$$KF_{ji} = \frac{N_{ji}}{M_{ji}^{пу}} \quad (Б.11)$$

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

$$\overline{KF}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} KF_{ji}}{n_j} \quad (Б.12)$$

В зависимости от вида реализации градуировочной характеристики оценивают СКО результатов определений средних арифметических значений K -фактора для точек расхода:

– в рабочем диапазоне $S_{\text{дван}}^{KF}$, %, если градуировочную характеристику реализуют в виде постоянного значения K -фактора в рабочем диапазоне:

$$S_{\text{дван}}^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{KF_{ji} - \overline{KF}_j}{\overline{KF}_j} \right)^2}{\sum n_j - 1}} \cdot 100 \quad (Б.13)$$

– в каждом k -м поддиапазоне расхода S_k^{KF} , %, если градуировочную характеристику реализуют в виде кусочно-линейной аппроксимации:

$$S_k^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=k}^{k+1} \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{KF_{ji} - \overline{KF}_j}{\overline{KF}_j} \right)^2}{(n_j + n_{j+1} - 1)_k}} \cdot 100 \quad (Б.14)$$

При выполнении условия (Б.8) продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении условия (Б.8) дальнейшую обработку результатов прекращают, выясняют и устраняют причины. Повторно проводят измерения.

Случайную и систематическую составляющие погрешности и относительную погрешность определяют в зависимости от способа и вида реализации градуировочной характеристики.

Б.2 Границу неисключенной систематической погрешности СИКН в рабочем диапазоне измерений массового расхода вычисляют по формулам:

– при реализации градуировочной характеристики в первичном электронном преобразователе:

$$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{пу}^2 + \delta_{пп}^2 + \theta_t^2 + \delta_K^2 + \theta_{MF}^2 + \delta_{0\text{мас}}^2} \quad (Б.15)$$

– при реализации градуировочной характеристики в системе обработки информации в виде постоянного значения K -фактора:

$$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{пу}^2 + \delta_{пп}^2 + \theta_t^2 + \delta_K^2 + \theta_{KF\text{дван}}^2 + \delta_{0\text{мас}}^2} \quad (Б.16)$$

– при реализации градуировочной характеристики в системе обработки информации в виде кусочно-линейной аппроксимации:

$$\theta_{\Sigma k} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{пу}^2 + \delta_{пп}^2 + \theta_t^2 + \delta_K^2 + \theta_{KFk}^2 + \delta_{0\text{мас } k}^2} \quad (Б.17)$$

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

$\delta_{пп}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ПП, %, определяют по формуле:

$$\delta_{пп} = \frac{\Delta_{пп}}{\rho_{пп \min}} \cdot 100 \quad (\text{Б.18})$$

где $\Delta_{пп}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП, кг/м³;
 $\rho_{пп \min}$ – минимальное значение плотности нефти за время проведения измерений, кг/м³;
 θ_t – составляющая систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерения температуры, %, определяют по формуле:

$$\theta_t = \beta_{ж \max} \cdot \sqrt{\Delta t_{пу}^2 + \Delta t_{пп}^2} \cdot 100 \quad (\text{Б.19})$$

где $\beta_{ж \max}$ – максимальное значение коэффициента сжимаемости нефти, 1/°С;
 $\Delta t_{пу}$, $\Delta t_{пп}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности датчиков температуры, используемых для измерения температуры нефти в ПУ и ПП, соответственно, °С;
 δ_k – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислении К-фактора МПР, %;
 θ_{MF} – составляющая систематической погрешности, вызванная усреднением коэффициента коррекции в рабочем диапазоне, %, определяют по формуле:

$$\theta_{MF} = \left| \frac{MF_j - MF_{\text{дуп}}}{MF_{\text{дуп}}} \right|_{\max} \cdot 100 \quad (\text{Б.20})$$

$\theta_{KF \text{ диап}}$ – составляющая систематической погрешности, обусловленная аппроксимацией градуировочного коэффициента в рабочем диапазоне, %, определяют по формуле:

$$\theta_{KF \text{ дуп}} = \left| \frac{KF_j - KF_{\text{дуп}}}{KF_{\text{дуп}}} \right|_{\max} \cdot 100 \quad (\text{Б.21})$$

$\theta_{KF k}$ – составляющая систематической погрешности, обусловленная аппроксимацией градуировочного коэффициента в k -м поддиапазоне расхода, %:

$$\theta_{KF k} = 0,5 \cdot \left| \frac{KF_j - KF_{j+1}}{KF_j - KF_{j+1} |_{(k)}} \right| \cdot 100 \quad (\text{Б.22})$$

$\delta_{0 \text{ мас}}$ – пределы относительной погрешности стабильности нуля МПР, %, определяемые по формуле:

$$\delta_{0 \text{ мас}} = \frac{ZS}{Q_{\min}} \cdot 100 \quad (\text{Б.23})$$

$\delta_{0 \text{ мас } k}$ – пределы относительной погрешности стабильности нуля МПР, %, определяемые по формуле:

$$\delta_{0 \text{ мас } k} = \frac{ZS}{Q_{k \min}} \cdot 100 \quad (\text{Б.24})$$

где $Q_{k \min}$ – минимальное значение расхода в k -м поддиапазоне, т/ч.
 ZS – значение стабильности нуля, т/ч (из описания типа МПР).

Примечание – Относительную погрешность стабильности нуля определяют только для тех МПР, для которых она является составляющей относительной погрешности МПР согласно описания типа с учетом типа электронного преобразователя МПР.

Б.3 Границу случайной погрешности СИКН в рабочем диапазоне расхода при доверительной вероятности $P=0,95$, вычисляют по формулам:

– при реализации градуировочной характеристики в первичном электронном преобразователе:

$$\varepsilon = t_{0,95} \cdot S_{\text{дуан}}^{MF} \quad (\text{Б.25})$$

– при реализации градуировочной характеристики в системе обработки информации в виде постоянного значения K -фактора:

$$\varepsilon = t_{0,95} \cdot S_{\text{дуан}}^{KF} \quad (\text{Б.26})$$

– при реализации градуировочной характеристики в системе обработки информации в виде кусочно-линейной аппроксимации:

$$\varepsilon_k = t_{0,95} \cdot S_k^{KF} \quad (27)$$

где $t_{0,95}$ – квантиль распределения Стьюдента для количества измерений в рабочего диапазоне измерений массового расхода (Приложение В).

Б.4 Относительную погрешности СИКН в рабочем диапазоне расхода при доверительной вероятности $P=0,95$:

– при реализации градуировочной характеристики в первичном электронном преобразователе:

$$\delta = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_{\Sigma} + \varepsilon) & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{дуан}}^{MF}} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma} & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{дуан}}^{MF}} > 8 \end{cases}, \quad (\text{Б.28})$$

– при реализации градуировочной характеристики в системе обработки информации в виде постоянного значения K -фактора:

$$\delta = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_{\Sigma} + \varepsilon) & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{дуан}}^{KF}} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma} & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{дуан}}^{KF}} > 8 \end{cases} \quad (\text{Б.29})$$

– при реализации градуировочной характеристики в системе обработки информации в виде кусочно-линейной аппроксимации:

$$\delta_k = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_{\Sigma k} + \varepsilon) & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma k}}{S_k^{KF}} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma k} & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma k}}{S_k^{KF}} > 8 \end{cases} \quad (\text{Б.30})$$

где $Z_{(P)}$ – коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей (Приложение В).

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 $\pm 0,25 \%$.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

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

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

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

$n-1$	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$t_{(P,n)}$	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,203	2,179

Продолжение таблицы В.1

$n-1$	13	14	15	16	17	18	19	20	21
$t_{(P,n)}$	2,162	2,145	2,132	2,120	2,110	2,101	2,093	2,086	2,08

Продолжение таблицы В.1

$n-1$	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$t_{(P,n)}$	2,07	2,07	2,06	2,06	2,06	2,05	2,05	2,05	2,04

Значение коэффициента $Z_{(P)}$ в зависимости от величины соотношения $\theta_{\Sigma}/S_{\text{дван}}^{MF}$ определяют из таблицы В.2.

Таблица В.2 – Значение коэффициента $Z_{(P)}$ при $P = 0,95$

$\theta_{\Sigma}/S_{\text{дван}}^{MF}$	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 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.