

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

«СОГЛАСОВАНО»

Главный инженер

АО «Транснефть – Автоматизация и
Метрология»



И.Ф. Гибаев

«25» декабря 2024 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 425 ПСП «Салават».
Резервная схема учета

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-0071-ТАМ-2024

г. Москва
2024

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 425. Резервная схема учета (далее – СИКН РСУ), заводской № 01, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации, в том числе после ремонта.

Поверка СИКН РСУ в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единиц массы от рабочего эталона 1-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 г. № 2356, что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 63-2019 Государственный первичный специальный эталон единицы единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости.

Метрологические характеристики (далее – МХ) средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН РСУ, за исключением счётчика-расходомера кориолисового КТМ РуМАСС (далее – СРМ РСУ), подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ). МХ СИКН РСУ определяются на месте эксплуатации комплектным методом.

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

Таблица 1 – МХ СИКН

Диапазон измерений расхода*, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %	
	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %
от 115 до 650	$\pm 0,25$	$\pm 0,35$
*Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений		

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

2 Перечень операций поверки СИ

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Операции поверки

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер пункта методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр СИ	да	да	6
Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	да	да	7.1
Подготовка к поверке и опробование СИ	да	да	7
Проверка программного обеспечения СИ	да	да	8
Определение МХ СИ	да	да	9
Подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям	да	да	9.5

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

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку СИКН РСУ проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемом при поверке диапазоне измерений с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в ФИФОЕИ. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН РСУ.

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

3.3 Определение МХ СИКН РСУ комплектным способом проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительной линии (далее - ИЛ) при следующих условиях:

Отклонение массового расхода нефти от установленного значения в процессе поверки не должно превышать $\pm 2,5\%$.

Изменение температуры нефти на входе и выходе трубопоршневой поверочной установки (далее – ТПУ), в поточном плотномере (далее – ПП), в счетчиках расходомера массовых, входящих в состав системы измерений количества и показателей качества нефти № 425 ПСП «Салават» (далее – СРМ ОСУ) и в счетчике расходомере массовом, входящем в состав СИКН РСУ (далее – СРМ РСУ), за время измерения не должно превышать $\pm 0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Диапазоны рабочего давления и расхода должны определяться в соответствии с типоразмером СРМ РСУ, и технологическими требованиями.

Для обеспечения бескавитационной работы избыточное давление в трубопроводе после СРМ ОСУ или СРМ РСУ, $P_{\min}$, МПа, должно быть не менее вычисленного по формуле:

$$P_{\min} = 2,06 \cdot P_{\text{нп}} + 2 \cdot \Delta P, \quad (1)$$

где $P_{\text{нп}}$ – давление насыщенных паров, определенное в соответствии с ГОСТ 1756 при максимально возможной температуре нефти, МПа;

ΔP – перепад давления на СРМ ОСУ или СРМ РСУ, указанный в технической документации, МПа.

Регулирование объемного расхода через СРМ ОСУ или СРМ РСУ, проводят при помощи регуляторов расхода, расположенных на выходе ИЛ.

3.4 При соблюдении условий 3.1, 3.2 и 3.3 считают, что факторы, которые могут оказать влияние на точность результатов измерений при поверке, отсутствуют.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 3.

Таблица 3 – Средства поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения работ	Перечень рекомендуемых средств поверки
п.7.1, 7.2 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	СИ температуры окружающей среды в диапазоне измерений от $-36,9^{\circ}\text{C}$ до $+33,6^{\circ}\text{C}$ с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm 0,4^{\circ}\text{C}$; СИ относительной влажности воздуха в диапазоне от 30 до 80 % с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm 3\%$.	Прибор комбинированный, Testo-622, (регистрационный № 53505-13) Термометры лабораторные электронные ЛТ-300 (регистрационный № 61806-15)
п. 9 Определение МХ СИ	Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с ГПС часть 2, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356 (ТПУ) с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05\%$ СРМ ОСУ, со средним квадратическим отклонением результатов измерений при определении коэффициентов преобразования не более 0,05 % Комплекс измерительно-вычислительный (далее – ИВК) с пределами допускаемой относительной погрешности вычисления коэффициентов преобразования $\pm 0,025\%$, преобразования сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти $\pm 0,05\%$	Установка поверочная трубошневая двунаправленная Smith Meter «Bi-Di Prover», (регистрационный № 91276-24) Расходомеры массовые Promass 83F (регистрационный № 15201-07) Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01 (регистрационный № 67527-17)

	ПП с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$	Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835 (регистрационный № 15644-06)
	Преобразователи избыточного давления с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5\%$	Преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный № 14061-10)
	Термопреобразователи сопротивления с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$	Датчики температуры 644 (регистрационный № 39539-08)
	Поточный вискозиметр (далее – ПВ) с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 1,0 \%$	Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные 7829 (регистрационный № 15642-06)
Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, СИ утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.		

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

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

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

6 Внешний осмотр СИ

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

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

Результат считают положительным, если СИКН РСУ соответствует вышеперечисленным требованиям.

7 Подготовка к поверке и опробование СИ

7.1 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ) проводят с применением средств поверки, указанных в таблице 3. Параметры измеряемой среды контролируем по автоматизированным рабочим местам (АРМ) оператора СИКН РСУ с применением соответствующих СИ из состава СИКН РСУ.

7.2 Подготовка к поверке

Подготовку и установку средств поверки (таблица 3) и СИКН РСУ осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Проверяют наличие в ФИФ ОЕИ информации о положительных результатах поверки средств поверки, а также наличие на средствах поверки действующих знаков поверки, если это предусмотрено их описанием типа. При отсутствии сведений о поверке СРМ ОСУ, допускается определение МХ СРМ ОСУ в составе системы измерений количества и показателей качества нефти № 425 ПСП «Салават».

Для средств поверки, аттестованных в качестве эталонов, в ФИФ ОЕИ проверяют информацию о периодической аттестации.

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

7.2.1 Перед началом определения относительной погрешности СИКН РСУ комплектным способом выполняют следующие подготовительные работы:

Проверяют правильность монтажа средств поверки и СРМ РСУ.

Подготавливают средства поверки согласно указаниям технической документации.

Проводят чистку фильтров на ИЛ.

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

Проверяют отсутствие свободного газа в ИЛ с СРМ РСУ, в ИЛ с СРМ ОСУ и ТПУ, а также в верхних точках трубопроводов. Для этого устанавливают расход нефти в пределах рабочего диапазона измерений и открывают краны, расположенные в высших точках ИЛ и ТПУ. Проводят 1-3 раза запуск поршня, удаляя после каждого запуска газ. Считают, что газ (воздух) отсутствует полностью, если из кранов вытекает, струя нефти без газовых пузырьков.

При рабочем давлении проверяют герметичность системы, состоящей из СРМ РСУ, ТПУ, ПП и СРМ ОСУ. При этом не допускается появление капель или утечек нефти через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения при наблюдении в течение 5 мин.

Проверяют герметичность задвижек, через которые возможны утечки нефти, влияющие на результаты измерений при определении МХ.

Проверяют герметичность устройства пуска и приема поршня ТПУ в соответствии с технической документацией.

7.3 Опробование

7.3.1 Проверяют действие и взаимодействие СИ в составе СИКН РСУ в соответствии с эксплуатационной документацией СИКН РСУ, проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой, ИВК и компьютером АРМ оператора СИКН РСУ путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора.

7.3.2 Опробование СИКН РСУ проводят совместно со средствами поверки.

Устанавливают массовый расход нефти в пределах рабочего диапазона измерений расхода СИКН РСУ.

Наблюдают на дисплее ИВК значения следующих параметров:

- массового расхода нефти в СИКН РСУ;
- частоты выходного сигнала СРМ РСУ;

- температуры и давления нефти в СИКН РСУ;
- температуры и давления нефти на входе и выходе ТПУ;
- плотности, температуры и давления нефти в ПП;
- массового расхода нефти в ИЛ ОСУ;
- частоты выходного сигнала СРМ ОСУ.

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

7.3.4 Результат опробования считают положительным, если получены положительные результаты по п. 7.3.1 и п. 7.3.2 методики поверки (при комплектном способе).

8 Проверка программного обеспечения СИ

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

8.1.1 Проверка идентификационных данных ПО ИВК.

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

Вызвать экранную форму «Основное окно» нажатием одноименной кнопки в верхнем меню экрана панели оператора.

Вызвать экранную форму «Сведения о ПО» с помощью одноименной кнопки, расположенной на экранной форме «Основное окно».

На экранной форме в виде таблицы отображаются идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК. Метрологически значимая часть ПО представлена набором программных модулей, выполняющих определенные вычислительные операции.

Идентификация каждого модуля производится по идентификационному наименованию, номеру версии и цифровому идентификатору. Эти данные указаны в полях «Идентификационное наименование», «Версия» и «Цифровой идентификатор» таблицы.

8.1.2 Проверка идентификационных данных модуля определения метрологических характеристик СРМ.

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

Вызвать экранную форму «Конфигуратор» нажатием одноименной кнопки в верхнем меню экрана панели оператора.

Вызвать экранную форму «Общие» с помощью одноименной кнопки, расположенной на экранной форме «Конфигуратор».

На экранной форме в виде таблицы отображаются идентификационные данные модуля определения метрологических характеристик СРМ.

Идентификация модуля определения метрологических характеристик СРМ производится по идентификационному наименованию, номеру версии и цифровому идентификатору. Эти данные указаны в полях «Идентификационное наименование», «Версия» и «Цифровой идентификатор» таблицы.

8.1.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН РСУ и полученные в ходе выполнения п. 8.1.1 и п. 8.1.2, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН РСУ программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

9 Определение МХ СИ и подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН РСУ

Проверяют у СИ, входящих в состав СИКН РСУ (за исключением СРМ РСУ), наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФ ОЕИ и действующих знаков поверки, если нанесение знаков поверки на СИ предусмотрено их описаниями типа.

Перечень СИ, входящих в состав СИКН РСУ, приведен в описании типа СИКН РСУ.

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

9.2 Определение МХ СИКН РСУ

9.2.1 При определении МХ СИКН РСУ определяют следующие МХ:

- коэффициент преобразования СРМ РСУ в рабочем диапазоне измерений массового расхода или коэффициенты преобразования СРМ РСУ в точках рабочего диапазона измерений массового расхода;
- границу относительной погрешности СРМ РСУ в рабочем диапазоне измерений массового расхода.

9.2.2 Определение МХ СРМ РСУ проводят не менее чем в трёх точках рабочего диапазона измерений объемного расхода. В каждой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода проводят не менее пяти измерений. Последовательность выбора точек расхода может быть произвольной.

9.2.3 Для каждой выбранной точки массового расхода из рабочего диапазона измерений массового расхода СРМ РСУ, определяют необходимое для поверки количество СРМ ОСУ и значение массового расхода через каждый СРМ ОСУ для обеспечения заданного массового расхода через СРМ РСУ.

9.2.4 Определяют коэффициенты преобразования выбранных СРМ ОСУ при выбранных значениях массового расхода, для чего выполняют операции по п. 9.2.4.1 При каждом выбранном значении массового расхода проводят не менее пяти измерений. Определенные коэффициенты преобразования СРМ ОСУ применяют для определения коэффициентов преобразования СРМ РСУ в соответствии с п. 9.2.4.2.

9.2.4.1 Определение коэффициентов преобразования СРМ ОСУ по ТПУ

Устанавливают выбранное значение массового расхода через выбранные СРМ ОСУ по показаниям выбранного СРМ ОСУ и проводят предварительное измерение для уточнения значения установленного массового расхода.

После стабилизации массового расхода (отклонение массового расхода нефти от установленного значения в процессе поверки не должно превышать $\pm 2,5\%$) и стабилизации температуры нефти (изменение температуры нефти на входе и выходе ТПУ, в ПП и в СРМ ОСУ, за время измерения не должно превышать $\pm 0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$) проводят необходимое количество измерений.

Запускают поршень ТПУ. При прохождении поршнем первого детектора ИВК начинает отсчет импульсов выходного сигнала СРМ ОСУ и времени прохождения поршня между детекторами, при прохождении второго детектора – заканчивает.

Если количество импульсов выходного сигнала СРМ ОСУ за время прохождения поршня ТПУ между детекторами меньше 10000, то ИВК должен определять количество

импульсов с долями импульсов.

Для определения средних значений за время измерения ИВК периодически фиксирует значения следующих параметров:

- температуры нефти на входе и выходе ТПУ;
- давления нефти на входе и выходе ТПУ;
- плотность нефти, измеренную ПП;
- температуру нефти в ПП;
- давление нефти в ПП.

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

Если для двунаправленной ТПУ 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.

Если для двунаправленной ТПУ определена вместимость калиброванного участка для каждого направления, то за одно измерение принимают движение поршня в каждом направлении.

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

Обработку результатов измерений проводят в соответствии с Приложением В.

Результаты измерений заносят в отдельные протоколы для каждого СРМ ОСУ. Рекомендуемая форма протокола определения коэффициента преобразования СРМ ОСУ приведена в приложении А. Допускается в таблицах протокола удалять ненужные и добавлять необходимые столбцы и строки.

Полученные коэффициенты преобразования СРМ ОСУ применяют для определения коэффициентов преобразования СРМ РСУ.

9.2.4.2 Определение коэффициентов преобразования СРМ РСУ по СРМ ОСУ

9.2.4.2.1 Подготавливают преобразователь СРМ РСУ в соответствии с технической документацией, проверяют установленные коэффициенты, в том числе:

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

9.2.4.2.2 Проверяют или устанавливают в ИВК значение массового расхода и соответствующее ему значение частоты выходного сигнала СРМ РСУ или коэффициент преобразования СРМ РСУ, $K_{\text{пм}}$, имп/т, соответствующий установленному значению в преобразователе СРМ РСУ или вычисленный по формуле

$$K_{\text{пм}} = \frac{f_{\text{м}} \cdot 3600}{Q_{\text{м}}} \quad (2)$$

где $f_{\text{м}}$ — значение частоты, установленное в преобразователе поверяемого СРМ РСУ, Гц;

$Q_{\text{м}}$ — значение массового расхода, установленное в преобразователе СРМ РСУ, т/ч.

9.2.4.2.3 Вводят в память ИВК или проверяют введенные ранее данные, необходимые для обработки результатов определения МХ.

9.2.4.2.4 Для СРМ РСУ определяют следующие МХ:

- градуировочный коэффициент СРМ РСУ в рабочем диапазоне измерений массового расхода или коэффициент коррекции СРМ РСУ в рабочем диапазоне измерений массового расхода;

- границу относительной погрешности СРМ РСУ в рабочем диапазоне измерений массового расхода.

9.2.4.2.5 Для определения градуировочного коэффициента СРМ РСУ, устанавливают выбранное значение массового расхода по показаниям выбранных СРМ ОСУ. Значение массового расхода нефти через выбранные СРМ ОСУ должно отклоняться не более 2,5 % от расхода, при котором были определены коэффициенты преобразования СРМ ОСУ в соответствии с Приложением В.

9.2.4.2.6 После стабилизации расхода (отклонение массового расхода нефти от установленного значения в процессе поверки не должно превышать $\pm 2,5$ %) проводят необходимое количество измерений.

ИВК одновременно начинает отсчет импульсов выходных сигналов СРМ ОСУ (нескольких СРМ ОСУ) и СРМ РСУ. При достижении заданного количества импульсов выходного сигнала СРМ РСУ или истечении заданного времени измерения или при прохождении заданного значения массы нефти через СРМ РСУ ИВК одновременно заканчивает отсчет импульсов выходных сигналов СРМ ОСУ (нескольких СРМ ОСУ) и СРМ РСУ.

Если количество импульсов выходного сигнала СРМ ОСУ (каждого СРМ ОСУ) или СРМ РСУ за время измерения меньше 10000, то ИВК должен определять количество импульсов с долями.

9.2.4.2.7 Массу нефти, измеренную с помощью СРМ ОСУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода $M_{эji}$, т, вычисляют по формуле

$$M_{эji} = \begin{cases} \frac{N_{эji}}{K_{пмэ}} & \text{один СРМ ОСУ} \\ \sum_{k=1}^q M_{эjik} & \text{несколько СРМ ОСУ} \end{cases} \quad (3)$$

$$M_{эjik} = \frac{N_{эjik}}{K_{пмэк}} \quad (4)$$

- где $N_{эji}$ – количество импульсов от СРМ ОСУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, имп;
- $K_{пмэ}$ – коэффициент преобразования СРМ ОСУ, имп/т, определенный в соответствии с Приложением В;
- $M_{эjik}$ – масса нефти, измеренная k -м СРМ ОСУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;
- $N_{эjik}$ – количество импульсов от k -го СРМ ОСУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, имп;
- $K_{пмэк}$ – коэффициент преобразования k -го СРМ ОСУ, имп/т, определенный в соответствии с Приложением В;
- q – количество СРМ ОСУ, используемых в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода.

9.2.4.2.8 При использовании нескольких СРМ ОСУ массовый расход нефти через k-й СРМ ОСУ за время i-го измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода Q_{jik} , т/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{jik} = \frac{M_{\Sigma jik}}{T_{ji}} \cdot 3600 \quad (5)$$

где $M_{\Sigma jik}$ – масса нефти, измеренная с помощью k-го СРМ ОСУ 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.

9.2.4.2.9 Массовый расход нефти через СРМ РСУ за время i-го измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода Q_{ji} , т/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{ji} = \frac{M_{\Sigma ji}}{T_{ji}} \cdot 3600 \quad (6)$$

где $M_{\Sigma ji}$ – масса нефти, измеренная с помощью СРМ ОСУ 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.

9.2.4.2.10 Массовый расход нефти через СРМ РСУ в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода Q_j , т/ч, вычисляют по формуле

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

где Q_{ji} – массовый расход нефти через СРМ РСУ за время i-го измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т/ч;

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

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

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

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

где Q_j – массовый расход нефти через СРМ РСУ j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т/ч;

9.2.4.2.12 Массу нефти, измеренную с помощью СРМ РСУ за время i-го измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода M_{ji} , т, вычисляют по формуле

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

где N_{ji} – количество импульсов от СРМ РСУ за время i-го измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, имп;

$K_{\text{ПМ}}$ – коэффициент преобразования СРМ РСУ, имп/т.

9.2.4.2.13 Градуировочный коэффициент CPM PCY в рабочем диапазоне измерений массового расхода K_M вычисляют по формуле

$$K_M = \frac{\sum_{j=1}^m K_{Mj}}{m} \quad (11)$$

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

$$K_{Mji} = \frac{M_{\Sigma ji}}{M_{ji}} \cdot K_{M_{уст}} \quad (13)$$

- где K_{Mj} – среднее значение градуировочного коэффициента CPM PCY в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
- m – количество точек рабочего диапазона измерений массового расхода;
- K_{Mji} – значение градуировочного коэффициента CPM PCY 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;
- $M_{\Sigma ji}$ – масса нефти, измеренная с помощью CPM OCY за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;
- M_{ji} – масса нефти, измеренная с помощью CPM PCY за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;
- $K_{M_{уст}}$ – градуировочный коэффициент, установленный в CPM PCY на момент определения M_X CPM PCY.

9.2.4.2.14 Коэффициент коррекции CPM PCY в рабочем диапазоне измерений массового расхода MF , вычисляют по формуле

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

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

$$MF_{ji} = \frac{M_{\Sigma ji}}{M_{ji}} \cdot MF_{уст} \quad (16)$$

- где MF_j – среднее значение коэффициента коррекции CPM PCY в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
- m – количество точек рабочего диапазона измерений массового расхода;
- MF_{ji} – значение коэффициента коррекции CPM PCY 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;
- $M_{\Sigma ji}$ – масса нефти, измеренная с помощью средств поверки за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;

- M_{ji} – масса нефти, измеренная с помощью СРМ РСУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;
 $MF_{уст}$ – коэффициент коррекции, установленный в СРМ РСУ на момент определения MX СРМ РСУ.

9.2.4.2.15 Оценка СКО результатов измерений в выбранных точках

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

$$S_j = \begin{cases} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{Mji} - K_{Mj})^2}{n_j - 1} \cdot \frac{1}{K_{Mj}} \cdot 100} & \text{при определении } K_M \\ \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ji} - MF_j)^2}{n_j - 1} \cdot \frac{1}{MF_j} \cdot 100} & \text{при определении } MF \end{cases} \quad (17)$$

- где K_{Mj} – среднее значение градуировочного коэффициента СРМ РСУ в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
 K_{Mji} – значение градуировочного коэффициента СРМ РСУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
 MF_j – среднее значение коэффициента коррекции СРМ РСУ в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
 MF_{ji} – значение коэффициента коррекции СРМ РСУ 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.

Проверяют выполнение следующего условия

$$S_j \leq 0,05\% \quad (18)$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении условия (18) выявляют наличие промахов в полученных результатах вычислений, согласно приложению Д. Выявленный промах исключают и проводят дополнительное измерение. При отсутствии промахов выясняют и устраняют причины, обуславливающие невыполнение условия (18) и повторно проводят измерения.

9.2.4.2.16 Границу неисключенной систематической погрешности СРМ РСУ в рабочем диапазоне измерений расхода, $\Theta\Sigma$, %, вычисляют по формулам

$$\Theta_\Sigma = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_M^2 + \Theta_{ивк}^2 + \Theta_A^2 + \Theta_Z^2 + \Theta_{мг}^2 + \Theta_{мп}^2} \quad (19)$$

$$\Theta_M = \delta_{ЭСРМ} \quad (20)$$

$$\Theta_{ивк} = \delta_{ивк} \quad (21)$$

$$\Theta_A = \begin{cases} \max\left(\left|\frac{K_{Mj} - K_M}{K_M}\right| \cdot 100\right) & \text{при определении } K_M \\ \max\left(\left|\frac{MF_j - MF}{MF}\right| \cdot 100\right) & \text{при определении } MF \end{cases} \quad (22)$$

$$\Theta_Z = \frac{ZS}{Q_{\min}} \cdot 100 \quad (23)$$

$$\Theta_{Mt} = \frac{\delta_{\text{доп}} \cdot Q_t \cdot \Delta t}{Q_{\min}} \quad (24)$$

$$Q_t = \begin{cases} Q_{\text{ном}} & \text{при зависимости } \delta_{\text{доп}} \text{ от } Q_{\text{ном}} \\ Q_{M\text{max}} & \text{при зависимости } \delta_{\text{доп}} \text{ от } Q_{M\text{max}} \end{cases} \quad (25)$$

$$\Delta t = \max[(t_{\max} - t_{\Pi}), (t_{\Pi} - t_{\min})] \quad (26)$$

$$\Theta_{MP} = 10 \cdot \delta_{P\text{доп}} \cdot \Delta P \quad (27)$$

$$\Delta P = \max[(P_{\max} - P_{\Pi}), (P_{\Pi} - P_{\min})] \quad (28)$$

- где K_{Mj} — среднее значение градуировочного коэффициента СРМ РСУ в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
- Θ_M — граница неисклученной систематической погрешности определения массы нефти с помощью СРМ ОСУ, %;
- $\Theta_{\text{ИВК}}$ — граница неисклученной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ИВК при определении коэффициента преобразования СРМ РСУ по СРМ ОСУ, %;
- Θ_A — граница неисклученной систематической погрешности, обусловленной аппроксимацией градуировочной характеристики СРМ РСУ в рабочем диапазоне измерений массового расхода СРМ РСУ, %;
- Θ_Z — граница неисклученной систематической погрешности, обусловленной нестабильностью нуля СРМ РСУ (при отсутствии или компенсации дополнительной погрешности, обусловленной нестабильностью нуля СРМ РСУ, принимают равной нулю), %;
- Θ_{Mt} — граница неисклученной систематической погрешности, обусловленной влиянием отклонения температуры нефти в условиях эксплуатации СРМ РСУ от температуры нефти при определении МХ (при отсутствии или компенсации дополнительной погрешности, обусловленной влиянием отклонения температуры нефти в условиях эксплуатации СРМ РСУ от температуры нефти при определении МХ, принимают равной нулю), %;
- Θ_{MP} — граница неисклученной систематической погрешности, обусловленной влиянием отклонения давления нефти в условиях эксплуатации СРМ РСУ от давления нефти при определении МХ (при отсутствии или компенсации дополнительной погрешности, обусловленной влиянием

	отклонения давления нефти в условиях эксплуатации СРМ РСУ от давления нефти при определении МХ, принимают равной нулю), %;
δ_{Σ}	предел допускаемой относительной погрешности СРМ ОСУ (определяют в соответствии с приложением В, при использовании нескольких СРМ ОСУ берут наибольшее значение), %;
$\delta_{\text{ИВК}}$	предел допускаемой относительной погрешности ИВК при преобразовании параметров входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования (градуировочного коэффициента, коэффициента коррекции) СРМ РСУ по СРМ ОСУ (берут из свидетельства о поверке или протокола поверки ИВК), %;
ZS	стабильность нуля СРМ РСУ (берут из технической документации на СРМ РСУ), т/ч;
$Q_{\min}$	нижний предел рабочего диапазона измерений массового расхода СРМ РСУ, т/ч;
Q_t	значение массового расхода, при котором определяется дополнительная погрешность, обусловленная отклонением температуры нефти при эксплуатации СРМ РСУ от температуры нефти при определении МХ СРМ РСУ, т/ч;
$Q_{\text{ном}}$	номинальное значение массового расхода СРМ РСУ (берут из технической документации на СРМ РСУ), т/ч;
$Q_{\text{Мmax}}$	максимальное значение массового расхода СРМ РСУ, т/ч;
$\delta t_{\text{доп}}$	значение дополнительной погрешности, обусловленной отклонением температуры нефти при эксплуатации СРМ РСУ от температуры нефти при определении МХ (берут из описания типа или технической документации на СРМ РСУ), %/°C;
Δt	максимальное отклонение температуры нефти при эксплуатации СРМ РСУ от температуры нефти при определении МХ СРМ РСУ, °C;
t_{Π}	среднее значение температуры нефти при определении МХ СРМ РСУ, °C;
$t_{\min},$ $t_{\max}$	нижний и верхний предел рабочего диапазона температур нефти при эксплуатации СРМ РСУ, °C;
$\delta P_{\text{доп}}$	значение дополнительной погрешности, обусловленной отклонением давления нефти при эксплуатации СРМ РСУ от давления нефти при определении МХ СРМ РСУ (берут из описания типа или технической документации на СРМ РСУ), %/0,1 МПа;
ΔP	максимальное отклонение давления нефти при эксплуатации СРМ РСУ от давления нефти при определении МХ СРМ РСУ, МПа;
$P_{\min},$ $P_{\max}$	нижний и верхний предел рабочего диапазона давлений нефти при эксплуатации СРМ РСУ, МПа;
P_{Π}	среднее значение давления нефти при определении МХ СРМ РСУ, МПа.

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

$$S_{0j} = \frac{S_j}{\sqrt{n_j}} \quad (29)$$

где S_j СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, %;
 n_j количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода.

9.2.4.2.18 Границу случайной погрешности СРМ РСУ в рабочем диапазоне измерений массового расхода при доверительной вероятности $P=0,95$ ε, %, вычисляют по формулам

$$\varepsilon = \max(\varepsilon_j) \quad (30)$$

$$\varepsilon_j = t_{0,95j} \cdot S_{0j} \quad (31)$$

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 (определяют по таблице Е.1 приложения Е).

9.2.4.2.19 СКО среднего значения результатов измерений в рабочем диапазоне измерений массового расхода S_0 принимают равным значению СКО среднего значения результатов измерения в точке рабочего диапазона измерений массового расхода с максимальным значением границы случайной погрешности ε_j .

9.2.4.2.20 Границу относительной погрешности СРМ РСУ в рабочем диапазоне измерений массового расхода δ , %, определяют по формулам

$$\delta = \begin{cases} \varepsilon & \text{если } \frac{\Theta_\Sigma}{S_0} < 0,8 \\ t_\Sigma \cdot S_\Sigma & \text{если } 0,8 \leq \frac{\Theta_\Sigma}{S_0} \leq 8 \\ \Theta_\Sigma & \text{если } \frac{\Theta_\Sigma}{S_0} > 8 \end{cases} \quad (32)$$

$$t_\Sigma = \frac{\varepsilon + \Theta_\Sigma}{S_0 + S_\Theta} \quad (33)$$

$$S_\Sigma = \sqrt{S_\Theta^2 + S_0^2} \quad (34)$$

$$S_\Theta = \sqrt{\frac{\Theta_M^2 + \Theta_{\text{ИВК}}^2 + \Theta_A^2 + \Theta_Z^2 + \Theta_{\text{Мл}}^2 + \Theta_{\text{МР}}^2}{3}} \quad (35)$$

где ε граница случайной погрешности СРМ РСУ в рабочем диапазоне измерений массового расхода, %;
 Θ_Σ граница неисключенной систематической погрешности СРМ РСУ в рабочем диапазоне измерений массового расхода, %;
 t_Σ коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей;
 S_Σ суммарное СКО результата измерений, %;

- S_{Θ} СКО суммы неисключенных систематических погрешностей, %;
 S_0 СКО среднего значения результатов измерений в рабочем диапазоне измерений массового расхода, %.

9.2.4.2.21 Оценивание относительной погрешности

СИКН РСУ допускается к применению в качестве рабочего при выполнении условия

$$\delta \leq 0,25\% \quad (36)$$

Если данные условия не выполняются, то рекомендуется:

- увеличить количество измерений в точках рабочего диапазона измерений массового расхода;
- уменьшить рабочий диапазон измерений массового расхода;
- установить коррекцию СРМ РСУ по давлению (при отсутствии коррекции). При повторном невыполнении данных условий определение МХ прекращают.

9.2.4.2.22 Результаты определения МХ СРМ РСУ оформляют протоколом по форме приведенной в Приложении Б. Допускается в таблицах протокола удалять ненужные и добавлять необходимые столбцы и строки.

При заполнении протокола полученные результаты измерений и вычислений округляют в соответствии с таблицей 4.

Таблица 4 - Точность представления результатов измерений и вычислений

Параметр	Единица измерения	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр
Массовый расход	т/ч	1	-
Масса	т	-	6
Температура	°С	2	-
Давление	МПа	2	-
Количество импульсов	имп	-	5
Интервал времени	с	2	-
Погрешность, СКО	%	3	-
Коэффициент преобразования	имп/т	-	5
Коэффициент коррекции		5	-
Градуировочный коэффициент		-	5

П р и м е ч а н и е – При количестве цифр в целой части числа больше рекомендованного количества значащих цифр число округляют до целого.

9.3 Определение диапазона измерений массового расхода нефти СИКН РСУ

Определение диапазона измерений массового расхода СИКН РСУ проводят путем анализа результатов определения МХ СРМ РСУ. За минимальное значение расхода через СИКН РСУ принимают наименьшее значение массового расхода через СРМ РСУ или значение минимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно больше. За максимальное значение расхода через СИКН РСУ принимают наибольшее значение массового расхода через СРМ РСУ или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно меньше.

9.4 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы нетто нефти

Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН проводят расчетным методом.

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

$$\delta_{Мн} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{Мб})^2 + \frac{(\Delta_{W_b})^2 + (\Delta_{W_{мп}})^2 + (\Delta_{W_{xc}})^2}{\left[1 - \frac{W_b + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (37)$$

- где $\delta_{Мб}$ – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
- Δ_{W_b} – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;
- $\Delta_{W_{мп}}$ – 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, %;
- $W_{мп}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;
- W_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в испытательной лаборатории определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015. Для доверительной вероятности $P=0,95$ и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений Δ , % массовая доля, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (38)$$

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

Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти Δ_{W_b} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_b} = \sqrt{\frac{R_b^2 - 0,5 \cdot r_b^2}{2}}, \quad (39)$$

- 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, %.

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

$$\Delta_{W_{мп}} = \frac{\sqrt{R_{мп}^2 - 0,5 \cdot r_{мп}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (40)$$

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

$r_{мп}$ – сходимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370-2018, выраженная в массовых долях, %.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей R_{xc} по ГОСТ 21534-2021 принимают равной удвоенному значению сходимости r_{xc} .

Значение сходимости r_{xc} , выраженное по ГОСТ 21534-2021 в мг/дм³, переводят в массовые доли % по формуле

$$r_{xc} = \frac{0,1 \cdot r_{xcп}}{\rho_{изм}^д}, \quad (41)$$

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

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

$$\Delta_{w_{xc}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}}{\rho_{имз} \cdot \sqrt{2}}. \quad (42)$$

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

$$W_{xc} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{xc}}{\rho_{изм}^д}, \quad (43)$$

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

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

9.5 Подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по п. 9.1-9.4 методики поверки, а именно:

- СИ, входящие в состав СИКН РСУ (за исключением СРМ РСУ), имеют запись в ФИФОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки;
- значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %;
- значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,35$ %;

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

10 Оформление результатов поверки

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

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

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН РСУ.

Примечание – При комплектном методе определения МХ СИКН РСУ, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, наносит знак поверки на СРМ РСУ, в соответствии с описанием типа СИКН РСУ.

При отрицательных результатах поверки СИКН РСУ к эксплуатации не допускают. По письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН РСУ 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
Форма протокола определения коэффициентов преобразования СРМ ОСУ

ПРОТОКОЛ № _____

определения коэффициента преобразования СРМ ОСУ с помощью ТПУ и ПП

Место проведения: _____

СРМ: Датчик: _____ Тип _____ Зав. № _____ Линия № _____

Преобразователь: Тип _____ Зав. № _____

ТПУ: Тип _____ Зав. № _____

ПП: Тип _____ Зав. № _____

ИВК: Тип _____ Зав. № _____

Рабочая жидкость _____

Таблица А.1- Исходные данные

Детек- торы	V_0 , м ³	D, мм	S, мм	E, МПа	α_t , 1/°C	$\Theta_{\Sigma 0}$, %	Θ_{V_0} , %	$\Delta t_{ПУ}$, °C	$\Delta t_{ПП}$, °C	$\Delta p_{ПП}$, кг/м ³	$\delta_{ИВК}$, %	ZS_k , т/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблица А.2 - Результаты измерений и вычислений

№ точ / № изм	Q_{jk} , т/ч	Детек- торы	T_{jk} , с	$t_{ПУjk}$, °C	$P_{ПУjk}$, МПа	$p_{ППjk}$, кг/м ³	$t_{ППjk}$, °C	$P_{ППjk}$, МПа	β_{jk} , 1/°C	N_{jk} , имп	$M_{ПУjk}$, т	$K_{ППjk}$, имп/т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1/1												
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
m/n _m												

Таблица А.3 - Результаты измерений и вычислений в точках рабочего диапазона

№ точ.	Q_{jk} , т/ч	$K_{ППjk}$, имп/т	S_{jk} , %	n_{jk}	S_{0jk} , %	$t_{0.95jk}$	ϵ_{jk} , %	Θ_{tk} , %	Θ_{pk} , %	Θ_{Zjk} , %	$\Theta_{\Sigma jk}$, %	δ_{jk}	δ_k
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1													
...	...	...	...	...	...	...	...			...	...	...	
М													

Подпись лица, проводившего измерения _____ / _____

подпись

И. О. Фамилия

Дата « ____ » _____ 20 ____ г.

Приложение Б
Форма протокола определения метрологических характеристик СРМ РСУ
ПРОТОКОЛ № _____

определения метрологических характеристик СРМ РСУ

Место проведения: _____

СРМ РСУ: Тип _____ Зав. № _____

Преобразователь: Тип _____ Зав. № _____

СРМ ОСУ 1: Датчик: Тип _____ Зав. № _____ Линия № _____

Преобразователь: Тип _____ Зав. № _____

СРМ ОСУ k: Датчик: Тип _____ Зав. № _____ Линия № _____

Преобразователь: Тип _____ Зав. № _____

ИВК: Тип _____ Зав. № _____

Таблица Б.1 - Исходные данные

$\delta_{\Sigma},$ %	$\delta_{\text{ИВК}},$ %	$K_{\text{ПМ}},$ имп/т	$MF_{\text{уст}}$ ($K_{\text{Муст}}$)	$Q_{\text{Мmax}},$ т/ч	$ZS,$ т/ч	$Q_{\text{ном}},$ т/ч	$\delta_{\text{доп}},$ %/ °С	$t_{\text{min}},$ °С	$t_{\text{max}},$ °С	$\delta_{\text{Рдоп}},$ %/0,1МПа	$P_{\text{min}},$ МПа	$P_{\text{max}},$ МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблица Б.2 - Результаты измерений и вычислений СРМ ОСУ

№ точ / № изм	№ СРМ ОСУ	$Q_{\text{ijk}},$ т/ч	$N_{\text{эijk}},$ имп	$K_{\text{ПМэк}},$ имп/т	$M_{\text{эijk}},$ т
1	2	3	4	5	6
1/1	1				
	...	...	...	...	...
	q				
...	...	...	...	...	...
m/n _m	1				
	...	...	...	...	...
	q				

Таблица Б.3 - Результаты измерений и вычислений, СРМ РСУ

№ точ / № изм	$Q_{\text{ji}},$ т/ч	$T_{\text{ji}},$ с	$N_{\text{ji}},$ имп	$M_{\text{эji}},$ т	$M_{\text{ji}},$ т	MF_{ji} ($K_{\text{Мji}}$)
1	2	3	4	5	6	7
1/1						
...	...	...	...	...	...	...
m/n _m						

Таблица Б.4 - Результаты определения МХ в точках рабочего диапазона

№ точ.	$Q_{\text{j}},$ т/ч	MF_{j} ($K_{\text{Мj}}$)	n_{j}	$S_{\text{j}},$ %	$S_{0\text{j}},$ %	$t_{0,95\text{j}},$	$\varepsilon_{\text{j}},$ %
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
...	...	...	...	...	...	...	...
m							

Таблица Б.5 - Результаты определения МХ в рабочем диапазоне

$Q_{\min}$, т/ч	$Q_{\max}$, т/ч	MF (K_M)	S_0 , %	ε , %	Θ_A , %	Θ_z , %	t_p , °C	Θ_{M_i} , %	P_p , МПа	Θ_{MP} , %	Θ_Σ , %	δ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Заключение: СРМ к дальнейшей эксплуатации _____
(годен, не годен)

Подпись лица, проводившего определения МХ _____ / _____
подпись И. О. Фамилия

Дата проведения поверки «____» _____ 20____ г.

Приложение В

Определение коэффициентов преобразования СРМ ОСУ

В.1 Масса нефти, прошедшей через k-й СРМ ОСУ за время i-го измерения в j-ой точке массового расхода, $M_{\text{ПУjik}}$, т, вычисляют по формулам

$$M_{\text{ПУjik}} = V_0 \cdot K_{tjik} \cdot K_{Pjik} \cdot \rho_{\text{ППjik}} \cdot \frac{CTL_{\text{ПУjik}} \cdot CPL_{\text{ПУjik}}}{CTL_{\text{ППjik}} \cdot CPL_{\text{ППjik}}} \cdot 10^{-3} \quad (\text{В.1})$$

$$K_{tjik} = 1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{\text{ПУjik}} - 20) \quad (\text{В.2})$$

$$K_{Pjik} = 1 + 0,95 \cdot \frac{P_{\text{ПУjik}} \cdot D}{E \cdot S} \quad (\text{В.3})$$

$$t_{\text{ПУjik}} = \frac{t_{\text{ВхПУjik}} + t_{\text{ВыхПУjik}}}{2} \quad (\text{В.4})$$

$$P_{\text{ПУjik}} = \frac{P_{\text{ВхПУjik}} + P_{\text{ВыхПУjik}}}{2} \quad (\text{В.5})$$

- где V_0 – вместимость калиброванного участка ТПУ при стандартных условиях ($t = 20^\circ\text{C}$ и $P = 0$ МПа), м^3 ;
- $\rho_{\text{ППjik}}$ – плотность нефти за время i-го измерения в j-ой точке массового расхода, $\text{кг}/\text{м}^3$;
- $CTL_{\text{ПУjik}}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на вместимость ТПУ, для i-го измерения в j-ой точке массового расхода;
- $CPL_{\text{ПУjik}}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на вместимость ТПУ, для i-го измерения в j-ой точке массового расхода;
- K_{tjik} – коэффициент, учитывающий влияние температуры на вместимость ТПУ, для i-го измерения в j-ой точке массового расхода;
- K_{Pjik} – коэффициент, учитывающий влияние давления на вместимость ТПУ, для i-го измерения в j-ой точке массового расхода;
- $CTL_{\text{ПУjik}}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в ТПУ для i-го измерения в j-ой точке массового расхода (вычисляют по приложению Г);
- $CPL_{\text{ПУjik}}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления нефти в ТПУ для i-го измерения в j-ой точке массового расхода (вычисляют по приложению Г);
- $CTL_{\text{ППjik}}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в ПП для i-го измерения в j-ой точке массового расхода (вычисляют по приложению Г);
- $CPL_{\text{ППjik}}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления нефти в ПП для i-го измерения в j-ой точке массового расхода (вычисляют по приложению Г);
- α_t – коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка ТПУ (берут из технической документации на ТПУ или определяют по таблице Е.2 приложения Е), $1/^\circ\text{C}$;

- $t_{пуjik}$ – температура нефти в ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке массового расхода, °С;
 $t_{вхПУjik}$,
 $t_{выхПУjik}$ – температура нефти на входе и выходе ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке массового расхода, °С;
 $P_{пуjik}$ – давление нефти в ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке массового расхода, МПа;
 $P_{вхПУjik}$,
 $P_{выхПУjik}$ – давление нефти на входе и выходе ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке массового расхода, МПа;
 D – внутренний диаметр калиброванного участка ТПУ (берут из технической документации на ТПУ), мм;
 S – толщина стенок калиброванного участка ТПУ (берут из технической документации на ТПУ), мм;
 E – модуль упругости материала стенок калиброванного участка ТПУ (берут из технической документации на ТПУ или определяют по таблице Е.2 приложения Е), МПа.

Вычисление массы нефти, прошедшей через k -й СРМ ОСУ за время измерения, допускается проводить согласно алгоритму, реализованному в ИВК, прошедшему испытания в целях утверждения типа.

В.2 Массовый расход нефти через k -й СРМ ОСУ за время i -го измерения в j -ой точке массового расхода, Q_{jik} , т/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{jik} = \frac{M_{пуjik}}{T_{jik}} \cdot 3600, \quad (B.6)$$

где $M_{пуjik}$ – масса нефти, прошедшей через k -й СРМ ОСУ за время i -го измерения в j -ой точке массового расхода, т;

T_{jik} – время i -го измерения в j -ой точке массового расхода, с.

В.3 Массовый расход нефти через k -й СРМ ОСУ в j -ой точке массового расхода, Q_{jk} , т/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{jk} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{jk}} Q_{jik}}{n_{jk}}, \quad (B.7)$$

где Q_{jik} – массовый расход нефти через k -й СРМ ОСУ за время i -го измерения в j -ой точке массового расхода, т/ч;

n_{jk} – количество измерений в j -ой точке массового расхода.

В.4 Коэффициент преобразования k -го СРМ ОСУ за время i -го измерения в j -ой точке массового расхода, $K_{пмjik}$, имп/т, вычисляют по формуле

$$K_{пмjik} = \frac{N_{jik}}{M_{пуjik}}, \quad (B.8)$$

где N_{jik} – количество импульсов от k -го СРМ ОСУ за время i -го измерения в j -ой точке массового расхода, имп;

$M_{пуjik}$ – масса нефти, прошедшей через k -й СРМ ОСУ за время i -го измерения в j -ой точке массового расхода, м³.

В.5 Коэффициент преобразования k -го СРМ ОСУ в j -ой точке массового расхода, $K_{\text{ПМ}jk}$, имп/т вычисляют по формуле

$$K_{\text{ПМ}jk} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{jk}} K_{\text{ПМ}jik}}{n_{jk}}, \quad (\text{B.9})$$

где $K_{\text{ПМ}jik}$ – коэффициент преобразования k -го СРМ ОСУ для i -го измерения в j -ой точке массового расхода, имп/т;

n_{jk} – количество измерений в j -ой точке массового расхода.

В.6 Оценка СКО результатов измерений

СКО результатов измерений в j -ой точке массового расхода, S_{jk} , %, вычисляют по формуле

$$S_{jk} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_{jk}} (K_{\text{ПМ}jik} - K_{\text{ПМ}jk})^2}{n_{jk} - 1}} \cdot \frac{1}{K_{\text{ПМ}jk}} \cdot 100, \quad (\text{B.10})$$

где $K_{\text{ПМ}jk}$ – коэффициент преобразования k -го СРМ ОСУ в j -ой точке массового расхода, имп/т;

$K_{\text{ПМ}jik}$ – коэффициент преобразования k -го СРМ ОСУ для i -го измерения в j -ой точке массового расхода, имп/т;

n_{jk} – количество измерений в j -ой точке массового расхода.

Проверяют выполнение следующего условия

$$S_{jk} \leq 0,05\% \quad (\text{B.11})$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении данного условия выявляют наличие промахов в полученных результатах вычислений, согласно приложению Д. Выявленный промах исключают и проводят дополнительное измерение. При отсутствии промахов выясняют и устраняют причины, обуславливающие невыполнение данного условия и повторно проводят измерения.

В.7 Границу неисключенной систематической погрешности k -го СРМ ОСУ, в j -ой точке массового расхода, $\Theta_{\Sigma k}$, %, вычисляют по формулам

$$\Theta_{\Sigma k} = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_{tk}^2 + \Theta_{\rho k}^2 + \Theta_{Zjk}^2 + \Theta_{\text{ИВК}}^2}, \quad (\text{B.12})$$

$$\Theta_{tk} = \beta_{k \max} \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_{\text{ПВ}}^2 + \Delta t_{\text{ПМ}}^2}, \quad (\text{B.13})$$

$$\beta_{k \max} = \max(\beta_{jik}), \quad (\text{B.14})$$

$$\Theta_{\rho k} = \frac{\Delta \rho_{\text{ПМ}}}{\rho_{\text{ПМ} \min k}} \cdot 100, \quad (\text{B.15})$$

$$\rho_{\text{ПМ} \min k} = \min(\rho_{\text{ПМ}jik}), \quad (\text{B.16})$$

$$\Theta_{Zjk} = \frac{ZS_k}{Q_{jk}} \cdot 100, \quad (\text{B.17})$$

$$\Theta_{\text{ИВК}} = \delta_{\text{ИВК}}, \quad (\text{B.18})$$

- где $\Theta_{\Sigma 0}$ – граница суммарной неисключенной систематической погрешности ТПУ (берут из свидетельства о поверке ТПУ), %;
- Θ_{V0} – граница неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ТПУ (берут из свидетельства о поверке ТПУ; для ТПУ с двумя парами детекторов берут наибольшее значение), %;
- Θ_{tk} – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью преобразователей температуры при измерениях температуры нефти в ТПУ и ПП, %;
- Θ_{pk} – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ПП, %;
- Θ_{Zjk} – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной нестабильностью нуля k -го СРМ ОСУ, в j -ой точке массового расхода (при отсутствии или компенсации дополнительной погрешности, обусловленной нестабильностью нуля СРМ ОСУ, принимают равной нулю), %;
- $\Theta_{ИВК}$ – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ИВК, %;
- $\delta_{ИВК}$ – предел допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования ИВК (берут из свидетельства о поверке или протокола поверки ИВК), %;
- β_{kmax} – максимальное значение коэффициента объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$;
- β_{jik} – коэффициент объемного расширения нефти при температуре t_{TPUjik} для i -го измерения в j -ой точке массового расхода (вычисляют по приложению Г или определяют по Р 50.2.076), $1/^\circ\text{C}$;
- Δt_{TPU} – предел допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры, установленных в ТПУ (берут из свидетельства о поверке преобразователя температуры), $^\circ\text{C}$;
- $\Delta t_{ПП}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности преобразователя температуры, установленного около ПП (берут из свидетельства о поверке преобразователя температуры), $^\circ\text{C}$;
- $\Delta \rho_{ПП}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности ПП (берут из свидетельства о поверке преобразователя плотности), кг/м^3 ;
- $\rho_{ППmink}$ – минимальное значение плотности нефти за время определение коэффициента преобразование СРМ ОСУ, кг/м^3 ;
- $\rho_{ППjik}$ – плотность нефти за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, кг/м^3 ;
- ZS_k – стабильность нуля k -го СРМ ЛСУ (берут из технической документации на СРМ ОСУ), т/ч ;
- Q_{jk} – массовый расход нефти через k -й СРМ ОСУ в j -ой точке массового расхода, т/ч ;

В.8 СКО среднего значения результатов измерений в j-ой точке массового расхода, S_{0jk} , %, вычисляют по формуле

$$S_{0jk} = \frac{S_{jk}}{\sqrt{n_{jk}}}, \quad (B.19)$$

где S_{jk} – СКО результатов измерений в j-ой точке массового расхода, %;
 n_{jk} – количество измерений в j-ой точке массового расхода.

В.9 Границу случайной погрешности k-го СРМ ОСУ в j-ой точке массового расхода при доверительной вероятности $P=0,95$, ε_{jk} , %, вычисляют по формуле

$$\varepsilon_{jk} = t_{0,95jk} \cdot S_{0jk}, \quad (B.20)$$

где S_{0jk} – СКО среднего значения результатов измерений в j-ой точке массового расхода, %;
 $t_{0,95jk}$ – квантиль распределения Стьюдента для количества измерений n_{jk} в j-ой точке массового расхода (определяют по таблице Е.1 приложения Е).

В.10 Границу относительной погрешности k-го СРМ ОСУ в j-ой точке массового расхода, δ_{jk} , %, определяют по формулам

$$\delta_{jk} = \begin{cases} \varepsilon_{jk} & \text{если } \frac{\Theta_{\Sigma k}}{S_{0jk}} < 0,8 \\ t_{\Sigma jk} \cdot S_{\Sigma jk} & \text{если } 0,8 \leq \frac{\Theta_{\Sigma k}}{S_{0jk}} \leq 8 \\ \Theta_{\Sigma k} & \text{если } \frac{\Theta_{\Sigma k}}{S_{0jk}} > 8 \end{cases}, \quad (B.21)$$

$$t_{\Sigma jk} = \frac{\varepsilon_{jk} + \Theta_{\Sigma k}}{S_{0jk} + S_{\Theta k}}, \quad (B.22)$$

$$S_{\Sigma jk} = \sqrt{S_{\Theta k}^2 + S_{0jk}^2}, \quad (B.23)$$

$$S_{\Theta k} = \sqrt{\frac{\Theta_{\Sigma o}^2 + \Theta_{V o}^2 + \Theta_{I k}^2 + \Theta_{\rho k}^2 + \Theta_{Zjk}^2 + \Theta_{ИВК}^2}{3}}, \quad (B.24)$$

где ε_{jk} – граница случайной погрешности k-го СРМ ОСУ в j-ой точке массового расхода, %;
 $\Theta_{\Sigma k}$ – граница неисключенной систематической погрешности k-го СРМ ОСУ, %;
 $t_{\Sigma jk}$ – коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей в j-ой точке массового расхода;
 $S_{\Sigma jk}$ – суммарное СКО результатов измерений в j-ой точке массового расхода, %;
 $S_{\Theta k}$ – СКО суммы неисключенных систематических погрешностей в j-ой точке массового расхода, %;
 S_{0jk} – СКО среднего значения результатов измерений в j-ой точке массового расхода, %.

В.11 Границу относительной погрешности k -го СРМ ОСУ, δ_k , %, определяют по формуле

$$\delta_k = \max(\delta_{jk}), \quad (B.25)$$

где δ_{jk} – граница относительной погрешности k -го СРМ в j -ой точке массового расхода, %.

В.12 Проверяют выполнение следующего условия

$$\delta_k \leq 0,1 \% \quad (B.26)$$

При выполнении данного условия определяют коэффициенты преобразования СРМ РСУ по СРМ ОСУ.

При невыполнении данного условия выясняют и устраняют причины, обуславливающие невыполнение данного условия и повторно проводят измерения.

Алгоритм определения коэффициентов преобразования СРМ ОСУ, входящего в состав СИКН РСУ, соответствует алгоритму определения коэффициентов преобразования СРМ, приведенному в МИ 3312-2011.

Приложение Г

Определение коэффициентов CTL и CPL

Г.1 Определение коэффициента CTL

Значение коэффициента CTL, учитывающего влияние температуры на объем нефти для диапазона плотности нефти (при $t = 15^\circ\text{C}$ и $P = 0$ МПа) от 611 до 1164 кг/м³ определяют по формулам

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

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

$$\Delta t = t - 15, \quad (\text{Г.3})$$

где ρ_{15} – значение плотности нефти при $t = 15^\circ\text{C}$ и $P = 0$ МПа, кг/м³;
 t – значение температуры нефти, $^\circ\text{C}$;
 α_{15} – значение коэффициента объемного расширения нефти при $t = 15^\circ\text{C}$ и $P = 0$ МПа, 1/ $^\circ\text{C}$.

Г.2 Определение коэффициента CPL

Значение коэффициента CPL, учитывающего влияние давления на объем нефти для диапазона плотности нефти (при $t = 15^\circ\text{C}$ и $P = 0$ МПа) от 611 до 1164 кг/м³ определяют по формулам

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

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

где P – значение избыточного давления нефти, МПа.

Г.3 Определение коэффициента β

Значение коэффициента объемного расширения нефти, β , 1/ $^\circ\text{C}$:

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

Г.4 Определение плотности ρ_{15}

Значение плотности нефти при $t = 15^\circ\text{C}$ и $P = 0$ МПа, ρ_{15} , кг/м³ определяют по формуле

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{\text{пп}}}{\text{CTL}_{\text{пп}} \cdot \text{CPL}_{\text{пп}}}, \quad (\text{Г.7})$$

где $\rho_{\text{пп}}$ – значение плотности нефти в ПП, кг/м³;
 $\text{CTL}_{\text{пп}}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для $t_{\text{пп}}$ и ρ_{15} ;
 $\text{CPL}_{\text{пп}}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для $t_{\text{пп}}$, $P_{\text{пп}}$ и ρ_{15} .

Для определения ρ_{15} необходимо определить значения $\text{CTL}_{\text{пп}}$ и $\text{CPL}_{\text{пп}}$, а для определения $\text{CTL}_{\text{пп}}$ и $\text{CPL}_{\text{пп}}$, в свою очередь, необходимо определить значение плотности при стандартных условиях ρ_{15} . Поэтому значение ρ_{15} определяют методом последовательного приближения.

1) Определяют значения $\text{CTL}_{\text{пп}(1)}$ и $\text{CPL}_{\text{пп}(1)}$, принимая значение ρ_{15} равным значению $\rho_{\text{пп}}$.

2) Определяют значения $\rho_{15(1)}$, кг/м³:

$$\rho_{15(1)} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп(1)} \cdot CPL_{пп(1)}} \quad (Г.8)$$

3) Определяют значения $CTL_{пп(2)}$ и $CPL_{пп(2)}$, принимая значение ρ_{15} равным значению $\rho_{15(1)}$.

4) Определяют значение $\rho_{15(2)}$, кг/м³:

$$\rho_{15(2)} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп(2)} \cdot CPL_{пп(2)}} \quad (Г.9)$$

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

$$|\rho_{15(i)} - \rho_{15(i-1)}| \leq 0,001, \quad (Г.10)$$

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

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

Приложение Д

Методика анализа результатов измерений на наличие промахов

Д.1 Проверка результатов измерений на один промах по критерию Граббса при определении коэффициента преобразования k-го СРМ ОСУ.

СКО результатов измерений в j-ой точке расхода, S_{jk} , имп/т, определяют по формуле

$$S_{jk} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_{jk}} (K_{\text{ПМ}jik} - K_{\text{ПМ}jk})^2}{n_{jk} - 1}}, \quad (\text{Д.1})$$

где $K_{\text{ПМ}jk}$ – коэффициент преобразования k-го СРМ ОСУ в j-ой точке массового расхода, имп/т;

$K_{\text{ПМ}jik}$ – коэффициент преобразования k-го СРМ ОСУ для i-го измерения в j-ой точке массового расхода, имп/т;

n_{jk} – количество измерений в j-ой точке массового расхода.

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

Наиболее выделяющееся соотношение U:

$$U = \max \left(\left| \frac{K_{\text{ПМ}jik} - K_{\text{ПМ}jk}}{S_{jk}} \right| \right), \quad (\text{Д.2})$$

Если значение U больше или равно значению h, взятому из таблицы Д.1, то результат измерения должен быть исключен как промах.

Д.2 Проверка результатов измерений на один промах по критерию Граббса при определении МХ СРМ РСУ.

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

$$S_{kj} = \begin{cases} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{\text{М}ji} - K_{\text{М}j})^2}{n_j - 1}} & \text{при определении } K_{\text{М}} \\ \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ji} - MF_j)^2}{n_j - 1}} & \text{при определении MF} \end{cases} \quad (\text{Д.3})$$

где $K_{\text{М}j}$ – среднее значение градуировочного коэффициента СРМ РСУ в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

$K_{\text{М}ji}$ – значение градуировочного коэффициента СРМ РСУ для i-го измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

MF_j – среднее значение коэффициента коррекции СРМ РСУ в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

MF_{ji} – значение коэффициента коррекции СРМ РСУ 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 $S_{kj} < 0,001$ принимают $S_{kj} = 0,001$.

Наиболее выделяющееся соотношение U:

$$U = \begin{cases} \max \left(\frac{K_{Mji} - K_{Mj}}{S_{Kj}} \right) & \text{при определении } K_M \\ \max \left(\frac{MF_{ji} - MF_j}{S_{Kj}} \right) & \text{при определении } MF \end{cases} \quad (Д.4)$$

- где K_{Mj} – среднее значение градуировочного коэффициента СРМ РСУ в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
- K_{Mji} – значение градуировочного коэффициента СРМ РСУ для i-го измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
- MF_j – среднее значение коэффициента коррекции СРМ РСУ в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
- MF_{ji} – значение коэффициента коррекции СРМ РСУ для i-го измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
- SK_j – СКО результатов измерений в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода.

Если значение U больше или равно значению h, взятому из таблицы Д.1, то результат измерения должен быть исключен 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

Справочные материалы

Е.1 Квантиль распределения Стьюдента

Значения квантиля распределения Стьюдента $t_{0,95}$ при доверительной вероятности $P=0,95$ в зависимости от количества измерений приведены в таблице Е.1.

Таблица Е.1 - Значения квантиля распределения Стьюдента при доверительной вероятности $P=0,95$

n-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$t_{0,95}$	12,706	4,303	3,182	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,201

Е.2 Коэффициенты расширения и модули упругости

Значения коэффициентов линейного расширения и модули упругости материалов стенок калиброванного участка ТПУ, материала планки крепления детекторов в зависимости от материала приведены в таблице Е.2.

Таблица Е.2 - Коэффициенты линейного расширения и модули упругости материалов стенок калиброванного участка ТПУ, материала планки крепления детекторов

Материал	$\alpha_l, 1/^\circ\text{C}$	$\alpha_{kl}, 1/^\circ\text{C}$	$\alpha_d, 1/^\circ\text{C}$	Е, МПа
Сталь углеродистая	$1,12 \times 10^{-5}$	$2,23 \times 10^{-5}$	$1,12 \times 10^{-5}$	$2,07 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$1,73 \times 10^{-5}$	$3,46 \times 10^{-5}$	$1,73 \times 10^{-5}$	$1,93 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$1,59 \times 10^{-5}$	$3,18 \times 10^{-5}$	$1,59 \times 10^{-5}$	$1,93 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 17-4	$1,08 \times 10^{-5}$	$2,16 \times 10^{-5}$	$1,08 \times 10^{-5}$	$1,97 \times 10^5$