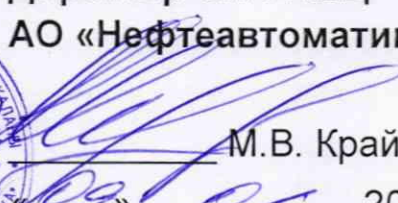


СОГЛАСОВАНО

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»




М.В. Крайнов

«09/06» 2021 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси
АО «Татнефтепром» на ПСП «Шешма»

Методика поверки
НА.ГНМЦ.0587-21 МП

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в
г. Казань
(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Давыдова Е.Н.,
Стеряков О.В.

1 Общие положения

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси АО «Татнефтепром» на ПСП «Шешма» (далее по тексту – СИКНС) и устанавливает методику её первичной и периодической поверки.

Поверку СИКНС проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа СИКНС, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения поверки.

Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКНС.

Интервал между поверками СИКНС: один год.

Метрологические характеристики СИКНС подтверждаются расчетно-экспериментальным методом в соответствии с разделом 9 настоящей методики поверки.

При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы массового расхода жидкости, в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону ГЭТ 63-2019.

Реализован метод непосредственного сравнения результата измерения поверяемого средства измерений со значением, определенного эталоном.

2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки выполняют следующие операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Операции поверки СИКНС

Наименование операции	Номер раздела документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений	6	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	7	Да	Да
Проверка программного обеспечения средства измерений	8	Да	Да
Определение метрологических характеристик средства измерений	9	Да	Да
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10	Да	Да

2.2 Поверку СИКНС прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов (НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

3.2 При проведении поверки в условиях эксплуатации СИКНС метрологические и основные технические характеристики нефтегазоводяной смеси и СИКНС должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 — Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Характеристики измеряемой среды: – плотность, кг/м ³ – давление, МПа – температура, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – содержание свободного газа, %, не более – содержание растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	от 860 до 950 от 0,2 до 2,0 от 0 до +45 10 0,05 11000 0,1 1,2
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38, 220±22 50±0,4
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +5 до +30 80 от 84,0 до 106,7

3.3 При проведении определения относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси соблюдают следующие условия:

- определение МХ счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели CMF (далее по тексту – СРМ) проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительных линий (ИЛ);

- отклонение массового расхода рабочей жидкости от установленного значения в процессе определения СРМ не должно превышать 2,5 %;

- температура, влажность окружающей среды и физико-химические показатели рабочей жидкости должны соответствовать условиям эксплуатации СИКНС;

- диапазоны рабочего давления и массового расхода определяются типоразмером СРМ, рабочим диапазоном массового расхода ПУ и технологическими требованиями;

- регулирование массового расхода проводят при помощи регулятора расхода, расположенного после ПУ и (или) на ИЛ. Допускается вместо регулятора расхода использовать запорную арматуру.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Основное средство поверки приведено в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – Основное средство поверки

Наименование пункта на методику поверки	Наименование и тип основного средства поверки; обозначение нормативного документа и МХ средства поверки	Пример возможного средства поверки
9.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси	Рабочий эталон 1-го разряда (установки поверочные передвижные с расходомерами) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, с пределами допускаемой относительной погрешности не более ±0,1 %	Установка мобильная эталонная МЭУ (регистрационный № 72070-18), заводской № 1

4.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение МХ поверяемой СИКНС с требуемой точностью.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые: в области охраны труда и промышленной безопасности:

– «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. № 534;

– Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ; в области пожарной безопасности:

– СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

– «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 г. № 1479;

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 533;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

– «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», утв. приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020г. № 903н;

– ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;

в области охраны окружающей среды:

– Федерального закона от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

5.2 При появлении течи рабочей жидкости, загазованности и других ситуаций, нарушающих процесс поверки, поверка должна быть прекращена.

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКНС следующим требованиям:

- комплектность СИКНС должна соответствовать технической документации;

- на компонентах СИКНС не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;

- надписи и обозначения на компонентах СИКНС должны быть четкими и соответствующими технической документации.

6.2 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКНС, должна быть обеспечена возможность пломбирования в соответствии с описаниями типа СИ либо в соответствии с МИ 3002-2006 (при отсутствии информации о пломбировании в описании типа СИ).

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовка к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКНС и НД на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

7.2 Перед проведением поверки СИКНС выполняют следующее:

- проверяют наличие действующих свидетельств о поверке или знаков поверки на все средства поверки;
- проверяют правильность монтажа средств поверки и СРМ;
- подготавливают средства поверки согласно указаниям технической документации.

7.3 Перед проведением определения относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси выполняют следующее:

- подготавливают преобразователь СРМ в соответствии с технической документацией, устанавливают или проверяют установленные коэффициенты, в том числе:

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

- проверяют или устанавливают в контроллере измерительно-вычислительном OMNI-3000/6000 (далее по тексту – ИВК) значение массового расхода и соответствующее ему значение частоты выходного сигнала СРМ или коэффициент преобразования СРМ $K_{\text{пм}}$, имп/т, соответствующий установленному значению в преобразователе СРМ или вычисленный по формуле

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

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

$Q_{\text{м}}$ – значение массового расхода, установленное в преобразователе СРМ, т/ч;

- вводят в память ИВК или проверяют введенные ранее данные, необходимые для обработки результатов поверки;

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

- проверяют герметичность задвижек, через которые возможны утечки рабочей жидкости, влияющие на результаты измерений при поверке;

- проводят установку нуля СРМ согласно технической документации;

- проводят установку нуля ПУ согласно технической документации.

7.4 При опробовании проверяют работоспособность СИКНС в соответствии с инструкцией по эксплуатации путем просмотра отображения измеренных СИ значений на экране АРМ оператора и формирования отчета СИКНС (двухчасового или сменного).

7.5 Результаты опробования считают положительными, если на экране АРМ оператора отображаются измеренные СИ значения, отчет (двухчасовой или сменный) формируется и отсутствуют аварийные сообщения о работе СИКНС.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверка идентификационных данных ПО измерительно-вычислительных контроллеров OMNI-3000/6000 (далее по тексту – ИВК).

Идентификация ПО ИВК проводится по номеру версии (идентификационному номеру) ПО и цифровому идентификатору ПО.

Чтобы определить идентификационные данные ПО ИВК необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

На клавиатуре ИВК нажимают кнопку «Статус», затем «Ввод». На дисплее ИВК появятся данные в виде списка. Нажимая на кнопку «↓», перемещаются вниз до строк «Revision No» и «Checksum». В строке «Revision No» указан номер версии (идентификационный номер) ПО. В строке «Checksum» указан цифровой идентификатор ПО.

Отображенные идентификационные данные ПО ИВК заносят в таблицу А.1 протокола поверки (Приложение А).

8.2 Проверка идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места оператора с программным комплексом «Кристалл» (далее по тексту – АРМ оператора).

Чтобы определить идентификационные данные ПО АРМ оператора необходимо выполнить следующие процедуры: на основной мнемосхеме АРМ оператора в верхней строке нажать кнопку «Настройки»; далее в появившейся экранной форме нажать «Проверка контрольных сумм программного кода», после чего появится окно «Проверка HASH-сумм программного кода», в котором при нажатии на кнопки «Проверка модуля CalcOil.dll» или «Проверка модуля CalcPov.dll» откроются окна «Проверка HASH» с соответствующими идентификационными данными ПО АРМ оператора.

Отображенные идентификационные данные ПО АРМ оператора заносят в таблицу А.2 протокола поверки (Приложение А).

8.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКНС и полученные в ходе выполнения п. 8.1 и п. 8.2 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКНС программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКНС.

Проверяют наличие действующих сведений о поверке у СИ, входящих в состав СИКНС, поверка которых проводится в соответствии с методиками поверки, установленными при утверждении типа данных СИ, кроме счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели CMF (регистрационный № в ФИФОЕИ 13425-01).

Сведения результатов поверки заносят в таблицу А.3 Приложения А методики поверки СИКН.

Если очередной срок поверки СИ из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяется только эти СИ, при этом поверку СИКН не проводят.

9.2 Определение относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси.

9.2.1 Определение относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси проводят комплектным способом с применением ПУ.

При определении относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси выполняют следующие операции:

- внешний осмотр (п.п. 9.2.2);
- опробование (п.п. 9.2.3);
- определение МХ (п. 9.2.4);

- обработка результатов измерений (п. 9.2.5).

9.2.2 Внешний осмотр.

При внешнем осмотре устанавливают соответствие СРМ следующим требованиям:

- комплектность соответствует указанной в технической документации;
- отсутствуют механические повреждения и дефекты, препятствующие применению;
- надписи и обозначения на СРМ четкие и соответствуют требованиям технической документации.

9.2.3 Опробование.

9.2.3.1 Опробование СРМ проводят совместно со средствами поверки.

9.2.3.2 Устанавливают массовый расход рабочей жидкости в пределах рабочего диапазона измерений массового расхода СРМ.

9.2.3.3 Наблюдают на дисплее ИВК значения следующих параметров:

- массового расхода рабочей жидкости в СРМ;
- частоты выходного сигнала СРМ;
- массового расхода рабочей жидкости в ПУ;
- частоты выходного сигнала ПУ.

9.2.4 Определение МХ.

9.2.4.1 При определении МХ определяют следующее:

- градуировочный коэффициент СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода или коэффициент коррекции СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода;
- границу относительной погрешности СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода.

Согласно технической документации градуировочный коэффициент соответствует значению Flow Cal, г/с/мкс.

9.2.4.2 Определение МХ СРМ проводят не менее чем в трёх точках рабочего диапазона измерений массового расхода. В каждой точке расхода для рабочего СРМ проводят не менее пяти измерений, для контрольного СРМ проводят не менее семи измерений. Последовательность выбора точек расхода может быть произвольной.

9.2.4.3 Для определения МХ СРМ устанавливают выбранное значение массового расхода по показаниям ПУ.

После стабилизации расхода проводят необходимое количество измерений.

ИВК одновременно начинает отсчет импульсов выходных сигналов ПУ и СРМ. При достижении заданного количества импульсов выходного сигнала СРМ или истечении заданного времени измерения или при прохождении заданного значения массы рабочей жидкости через СРМ ИВК одновременно заканчивает отсчет импульсов выходных сигналов ПУ и СРМ.

Если количество импульсов выходного сигнала ПУ или СРМ за время измерения меньше 10000, то ИВК должен определять количество импульсов с долями.

При использовании термометров и манометров с визуальным отсчетом фиксируют температуру и давление рабочей жидкости один раз за время измерения.

Результаты измерений заносят в протокол поверки СИКНС (Приложение А). Форма протокола определения относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси, при применении ПУ с одним эталонным СРМ (ЭСРМ), приведена в приложении Б1. Форма протокола определения относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси, при применении ПУ с несколькими ЭСРМ, приведена в приложении Б2. 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.

Т а б л и ц а 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

Единицу измерения градуировочного коэффициента выбирают в соответствии с п. 7.3.

При количестве цифр в целой части числа больше рекомендованного количества значащих цифр число округляют до целого.

9.2.5 Обработка результатов измерений.

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

$$M_{Эji} = \frac{N_{Эji}}{K_{ПМЭ}} \text{ для ПУ с одним ЭСРМ,} \quad (2.1)$$

$$M_{Эji} = \sum_{k=1}^q M_{Эjk} \text{ для ПУ с несколькими ЭСРМ,} \quad (2.2)$$

$$M_{Эjk} = \frac{N_{Эjk}}{K_{ПМЭk}}, \quad (2.3)$$

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

$K_{ПМЭ}$ – коэффициент преобразования ЭСРМ, имп/т;

$M_{Эjk}$ – масса рабочей жидкости, измеренная k -м ЭСРМ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;

$N_{Эjk}$ – количество импульсов от k -го ЭСРМ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, имп;

$K_{ПМЭk}$ – коэффициент преобразования k -го ЭСРМ, имп/т;

q – количество ЭСРМ, используемых в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода.

Вычисление массы рабочей жидкости допускается проводить согласно алгоритму, реализованному в ИВК, прошедшем испытания в целях утверждения типа.

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

$$Q_{jik} = \frac{M_{эjik}}{T_{ji}} \cdot 3600, \quad (3)$$

где T_{ji} – время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, с.

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

$$Q_{ji} = \frac{M_{эji}}{T_{ji}} \cdot 3600. \quad (4)$$

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

$$Q_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} Q_{ji}}{n_j}, \quad (5)$$

где Q_{ji} – массовый расход рабочей жидкости через СРМ 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.

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

$$Q_{\min} = \min(Q_j), \quad (6)$$

$$Q_{\max} = \max(Q_j), \quad (7)$$

где Q_j – массовый расход рабочей жидкости через СРМ в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т/ч.

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

$$M_{ji} = \frac{N_{ji}}{K_{\text{ПМ}}}, \quad (8)$$

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

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

Вычисление массы рабочей жидкости допускается проводить согласно алгоритму, реализованному в ИВК, прошедшем испытания в целях утверждения типа.

9.2.5.7 Градуировочный коэффициент СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода K_M вычисляют по формуле

$$K_M = \frac{\sum_{j=1}^m K_{Mj}}{m}, \quad (9)$$

$$K_{Mj} = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} K_{Mji}}{n_j}, \quad (10)$$

$$K_{Mji} = \frac{M_{Эji}}{M_{ji}} \cdot K_{Mуст}, \quad (11)$$

- где K_{Mj} – среднее значение градуировочного коэффициента СРМ в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
- m – количество точек рабочего диапазона измерений массового расхода;
- K_{Mji} – значение градуировочного коэффициента СРМ 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;
- $M_{Эji}$ – масса рабочей жидкости, измеренная с помощью ПУ в соответствии с п. 4.1 за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;
- M_{ji} – масса рабочей жидкости, измеренная с помощью СРМ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;
- $K_{Mуст}$ – градуировочный коэффициент, установленный в СРМ на момент проведения определения МХ СРМ.

Единицу измерения градуировочного коэффициента выбирают в соответствии с п. 7.3.

9.2.5.8 Коэффициент коррекции СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода MF, вычисляют по формуле

$$MF = \frac{\sum_{j=1}^m MF_j}{m}, \quad (12)$$

$$MF_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ji}}{n_j}, \quad (13)$$

$$MF_{ji} = \frac{M_{Эji}}{M_{ji}} \cdot MF_{уст}, \quad (14)$$

- где MF_j – среднее значение коэффициента коррекции СРМ в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
- MF_{ji} – значение коэффициента коррекции СРМ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
- $M_{Эji}$ – масса рабочей жидкости, измеренная с помощью ПУ в соответствии с п. 4.1 за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;
- M_{ji} – масса рабочей жидкости, измеренная с помощью СРМ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;
- $MF_{уст}$ – коэффициент коррекции, установленный в СРМ на момент проведения определения МХ СРМ.

9.2.5.9 Оценка СКО результатов измерений в точках определения МХ.

СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода S_j , %, при определении K_{Mj} вычисляют по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{Mji} - K_{Mj})^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{1}{K_{Mj}} \cdot 100, \quad (15)$$

где K_{Mj} – среднее значение градуировочного коэффициента СРМ в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
 K_{Mji} – значение градуировочного коэффициента СРМ 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.

При определении MF S_j , %, вычисляют по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ji} - MF_j)^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{1}{MF_j} \cdot 100, \quad (16)$$

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

Единицу измерения градуировочного коэффициента выбирают в соответствии с п. 5.3.

Проверяют выполнение следующего условия

$$S_j \leq 0,05\%. \quad (17)$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

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

9.2.5.10 Границу не исключенной систематической погрешности СРМ в рабочем диапазоне измерений расхода Θ_Σ , %, вычисляют по формулам

$$\Theta_\Sigma = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_M^2 + \Theta_{ИВК}^2 + \Theta_A^2 + \Theta_Z^2 + \Theta_{Mt}^2 + \Theta_{MP}^2}, \quad (18)$$

$$\Theta_M = \delta_{PЭ}, \quad (19)$$

$$\Theta_{ИВК} = \delta_{ИВК}, \quad (20)$$

$$\Theta_A = \max\left(\left|\frac{K_{Mj} - K_M}{K_M}\right| \cdot 100\right) \text{ при определении } K_M, \quad (21)$$

$$\Theta_A = \max\left(\left|\frac{MF_j - MF}{MF}\right| \cdot 100\right) \text{ при определении } MF, \quad (22)$$

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

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

$$\Theta_t = \Theta_{\text{НОМ}} \text{ при зависимости } \delta_{td} \text{ от } \Theta_{\text{НОМ}}, \quad (25)$$

$$\Theta_t = \Theta_{M\text{max}} \text{ при зависимости } \delta_{td} \text{ от } \Theta_{M\text{max}}, \quad (26)$$

$$\Delta t = \max[(t_{\max} - t_{\Pi}), (t_{\Pi} - t_{\min})], \quad (27)$$

$$\Theta_{MP} = 10 \cdot \delta_{Pd} \cdot \Delta P, \quad (28)$$

$$\Delta P = \max[(P_{\max} - P_{\Pi}), (P_{\Pi} - P_{\min})], \quad (29)$$

где Θ_M – граница не исключенной систематической погрешности определения массы рабочей жидкости с помощью ПУ, %;

- $\Theta_{\text{ИВК}}$ – граница не исключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ИВК при определении коэффициента преобразования СРМ по ПУ, %;
- $\Theta_{\text{А}}$ – граница не исключенной систематической погрешности, обусловленной аппроксимацией градуировочной характеристики СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода СРМ, %;
- Θ_{Z} – граница не исключенной систематической погрешности, обусловленной нестабильностью нуля СРМ (при отсутствии или компенсации дополнительной погрешности, обусловленной нестабильностью нуля СРМ, принимают равной нулю), %;
- Θ_{Mt} – граница не исключенной систематической погрешности, обусловленной влиянием отклонения температуры рабочей жидкости в условиях эксплуатации СРМ от температуры рабочей жидкости при определении МХ (при отсутствии или компенсации дополнительной погрешности, обусловленной влиянием отклонения температуры рабочей жидкости в условиях эксплуатации СРМ от температуры рабочей жидкости при определении МХ, принимают равной нулю), %;
- Θ_{MP} – граница не исключенной систематической погрешности, обусловленной влиянием отклонения давления рабочей жидкости в условиях эксплуатации СРМ от давления рабочей жидкости при определении МХ (при отсутствии или компенсации дополнительной погрешности, обусловленной влиянием отклонения давления рабочей жидкости в условиях эксплуатации СРМ от давления рабочей жидкости при определении МХ, принимают равной нулю), %;
- $\delta_{\text{PЭ}}$ – предел допускаемой относительной погрешности ПУ (берут из свидетельства о поверке или протокола поверки ПУ, при использовании ПУ с несколькими ЭСРМ 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 по ПУ (берут из свидетельства о поверке или протокола поверки ИВК), %;
- ZS – стабильность нуля СРМ (берут из технической документации на СРМ), т/ч;
- Q_{min} – нижний предел рабочего диапазона измерений массового расхода СРМ, т/ч;
- Θ_{t} – значение массового расхода, при котором определяется дополнительная погрешность, обусловленная отклонением температуры рабочей жидкости при эксплуатации СРМ от температуры рабочей жидкости при определении МХ, т/ч;
- $\Theta_{\text{ном}}$ – номинальное значение массового расхода СРМ (берут из технической документации на СРМ), т/ч;
- Θ_{Mmax} – максимальное значение массового расхода СРМ, т/ч;
- δ_{td} – значение дополнительной погрешности, обусловленной отклонением температуры рабочей жидкости при эксплуатации СРМ от температуры рабочей жидкости при определении МХ (берут из описания типа или технической документации на СРМ), %/°C;
- Δt – максимальное отклонение температуры рабочей жидкости при эксплуатации СРМ от температуры рабочей жидкости при определении МХ, °C;

- $t_{\text{п}}$ – среднее значение температуры рабочей жидкости при определении МХ, °С;
- $t_{\text{min}}, t_{\text{max}}$ – нижний и верхний предел рабочего диапазона температур рабочей жидкости при эксплуатации СРМ, °С;
- $\delta_{\text{рД}}$ – значение дополнительной погрешности, обусловленной отклонением давления рабочей жидкости при эксплуатации СРМ от давления рабочей жидкости при определении МХ (берут из описания типа или технической документации на СРМ), %/0,1 МПа;
- ΔP – максимальное отклонение давления рабочей жидкости при эксплуатации СРМ от давления рабочей жидкости при определении МХ, МПа;
- $P_{\text{min}}, P_{\text{max}}$ – нижний и верхний предел рабочего диапазона давлений рабочей жидкости при эксплуатации СРМ, МПа;
- $P_{\text{п}}$ – среднее значение давления рабочей жидкости при определении МХ, МПа.

Единицу измерения градуировочного коэффициента выбирают в соответствии с п. 7.3.

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

$$S_{0j} = \frac{S_j}{\sqrt{n_j}}, \quad (30)$$

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

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

$$\epsilon = \max(\epsilon_j), \quad (31)$$

$$\epsilon_j = t_{0,95j} \cdot S_{0j}, \quad (32)$$

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.

9.2.5.13 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 .

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

$$\delta = \epsilon \text{ если } \frac{\Theta_{\Sigma}}{S_0} < 0,8, \quad (33)$$

$$\delta = t_{\Sigma} \cdot S_{\Sigma} \text{ если } 0,8 \leq \frac{\Theta_{\Sigma}}{S_0} \leq 8, \quad (34)$$

$$\delta = \Theta_{\Sigma} \text{ если } \frac{\Theta_{\Sigma}}{S_0} > 8, \quad (35)$$

$$t_{\Sigma} = \frac{\epsilon + \Theta_{\Sigma}}{S_0 + S_{\Theta}}, \quad (36)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{S_{\Theta}^2 + S_0^2}, \quad (37)$$

$$S_{\Theta} = \sqrt{\frac{\Theta_M^2 + \Theta_{\text{ИВК}}^2 + \Theta_A^2 + \Theta_Z^2 + \Theta_{\text{Мт}}^2 + \Theta_{\text{МП}}^2}{3}}, \quad (38)$$

где ε – граница случайной погрешности СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода, %;

Θ_{Σ} – граница не исключенной систематической погрешности СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода, %;

t_{Σ} – коэффициент, зависящий от соотношения случайной и не исключенной систематической погрешностей;

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

S_{Θ} – СКО суммы не исключенных систематических погрешностей, %;

S_0 – СКО среднего значения результатов измерений в рабочем диапазоне измерений массового расхода, %.

9.2.5.15 Оценивание границы относительной погрешности.

СРМ допускается к применению в составе ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси в качестве рабочего или резервного, если относительная погрешность при измерении массы нефтегазоводяной смеси не более $\pm 0,25$ %. СРМ допускается к применению в составе ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси в качестве контрольного, если относительная погрешность при измерении массы нефтегазоводяной смеси не более $\pm 0,20$ %.

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 по давлению (при отсутствии коррекции).

При повторном невыполнении данных условий определение относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси прекращают.

9.2.6 Относительную погрешность ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси принимают равной максимальному из значений относительной погрешности измерений массы ИК всех ИЛ.

9.3 Определение относительной погрешности СИКНС при измерении массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси δM_c , %, принимают относительную погрешность ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси.

Значения относительной погрешности измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси не должны превышать $\pm 0,25$ %.

9.4 Определение относительной погрешности при измерении массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Относительную погрешность при измерении массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси δM_n , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_c^2 + \frac{(\Delta W_{\text{пр}})^2 + (\Delta W_{\text{ср}})^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{ср}} + W_{\text{пр}}}{100}\right)^2} + \frac{(\Delta W_{\text{мв}})^2 + (\Delta W_{\text{мп}})^2 + (\Delta W_{\text{хс}})^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{мв}} + W_{\text{мп}} + W_{\text{хс}}}{100}\right)^2}} \quad (39)$$

где δM_c – относительная погрешность измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси, значение которых принимают равным относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси, %;

- $\Delta W_{\text{в}}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси, значение которой вычисляют в лаборатории по ГОСТ 2477-2014 или по формуле (40), %;
- $W_{\text{мв}}$ – верхний предел измерений массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси, %;
- $\Delta W_{\text{сг}}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли свободного газа в нефтегазоводяной смеси, значение которой вычисляют по формуле (41), %;
- $W_{\text{сгв}}$ – верхний предел измерений массовой доли свободного газа в нефтегазоводяной смеси, %;
- $\Delta W_{\text{рг}}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, значение которой вычисляют по формуле (42), %;
- $W_{\text{ргв}}$ – верхний предел измерений массовой доли растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, %;
- $\Delta W_{\text{хс}}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, значение которой вычисляют по формуле (43), %;
- $W_{\text{хсв}}$ – верхний предел измерений массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;
- $\Delta W_{\text{мп}}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, значение которой вычисляют по формуле (45), %;
- $W_{\text{мпв}}$ – верхний предел измерений массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси с помощью влагомера $\Delta W_{\text{в}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{в}} = \pm \frac{\Delta W \cdot \rho_{\text{в}}^{\text{р}}}{\rho_{\text{с}}^{\text{р}}}, \quad (40)$$

где ΔW – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси, принимаемые равными пределам допускаемой абсолютной погрешности поточного влагомера, %;

$\rho_{\text{в}}^{\text{р}}$ – плотность воды в рабочих условиях, кг/м³;

$\rho_{\text{с}}^{\text{р}}$ – плотность нефтегазоводяной смеси в рабочих условиях, кг/м³.

Абсолютную погрешность определения массовой доли свободного газа в нефтегазоводяной смеси $\Delta W_{\text{сг}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{сг}} = \pm \frac{\Delta V_{\text{сг}} \cdot \frac{P_{\text{БИК}} + P_{\text{ст}}}{P_{\text{ст}}} \cdot \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{с}}^{\text{ст}}}, \quad (41)$$

где $\Delta V_{\text{сг}}$ – пределы абсолютной погрешности определения объемной доли свободного газа при стандартных условиях в единице объема нефтегазоводяной смеси при рабочих условиях по МИ 2575-2000, %;

$P_{\text{БИК}}$ – давление в блоке измерений параметров нефтегазоводяной смеси, МПа;

$P_{\text{ст}}$ – абсолютное давление в стандартных условиях равное 0,101325 МПа;

$\rho_{\text{г}}$ – плотность свободного газа при стандартных условиях, кг/м³;

$\rho_{\text{с}}^{\text{ст}}$ – плотность нефтегазоводяной смеси в стандартных условиях, кг/м³.

Абсолютную погрешность определения массовой доли растворенного газа в нефтегазоводяной смеси $\Delta W_{\text{пр}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{пр}} = \pm \frac{\Delta V_{\text{пр}} \cdot \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{с}}^{\text{ст}}} \cdot 100, \quad (42)$$

где $\Delta V_{\text{пр}}$ – пределы абсолютной погрешности определения объемной доли растворенного газа при стандартных условиях в единице объема нефтегазоводяной смеси при рабочих условиях по МИ 2575-2000;

$\rho_{\text{г}}$ – плотность растворенного газа при стандартных условиях, кг/м^3 .

Абсолютную погрешность определения в лаборатории массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти $\Delta W_{\text{хс}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{хс}} = \pm \frac{0,1 \cdot \Delta \varphi_{\text{с}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{р}}}, \quad (43)$$

где $\rho_{\text{с}}^{\text{р}}$ – плотность нефтегазоводяной смеси в условиях измерения массовой доли хлористых солей, кг/м^3 .

$\Delta \varphi_{\text{с}}$ – пределы абсолютной погрешности определения массовой концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти по ГОСТ 21534-76, г/м^3 , вычисляют по формуле

$$\Delta \varphi_{\text{с}} = \pm \sqrt{\frac{(2 \cdot r_{\text{с}})^2 - r_{\text{с}}^2 \cdot 0,5}{2}}, \quad (44)$$

где $r_{\text{с}}$ – сходимостъ метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76, г/м^3 .

Абсолютную погрешность определения в лаборатории массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти $\Delta W_{\text{мп}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{мп}} = \pm \sqrt{\frac{R_{\text{мп}}^2 - r_{\text{мп}}^2 \cdot 0,5}{2}}, \quad (45)$$

где $R_{\text{мп}}$ и $r_{\text{мп}}$ – воспроизводимостъ и сходимостъ метода определения массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83, %.

Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении влагосодержания поточным влагомером УДВН-1пм, %, не должна превышать $\pm 0,40$ %.

Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении массовой доли воды в лаборатории по ГОСТ 2477-2014, %, не должна превышать $\pm 1,00$ %.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

10.1 СРМ допускается к применению в составе ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси в качестве рабочего или резервного, если относительная погрешность при измерении массы нефтегазоводяной смеси не более $\pm 0,25$ %.

СРМ допускается к применению в составе ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси в качестве контрольного, если относительная погрешность при измерении массы нефтегазоводяной смеси не более $\pm 0,20$ %.

10.2 Значения относительной погрешности измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси не должны превышать $\pm 0,25$ %.

10.3 Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении влагосодержания поточным влагомером УДВН-1пм, %, не должна превышать $\pm 0,40$ %.

Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении массовой доли воды в лаборатории по ГОСТ 2477-2014, %, не должна превышать $\pm 1,00$ %.

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

11.2 Сведения о результатах поверки СИКНС направляют в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений», утвержденным приказом Минпромторга России № 2510 от 31.07.2020 г.

11.3 При положительных результатах поверки по заявлению владельца СИКНС оформляется свидетельство о поверке. На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКНС указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения относительной погрешности измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси и массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

11.4 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с описанием типа данных СИ и учетом требований МИ 3002-2006.

11.5 При отрицательных результатах поверки СИКНС к эксплуатации не допускают и выписывают извещение о непригодности к применению.

Приложение А
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки СИКНС

ПРОТОКОЛ № _____
поверки системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси
АО «Татнефтепром» на ПСП «Шешма»
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства
измерений _____

Диапазон измерений: _____

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси, % _____

- массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси, % _____

Заводской номер: _____

Принадлежит: _____ ИНН: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением эталонов:
_____ регистрационный № _____

Методика поверки: _____

Условия проведения поверки: _____

Результаты поверки:

1. Внешний осмотр (раздел 6 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

2. Опробование (раздел 7 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

3. Подтверждение соответствия ПО (раздел 8 МП)

Таблица А.1 - Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки	Значение, указанное в описании типа
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

Таблица А.2 - Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки	Значение, указанное в описании типа
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

4. Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКНС (п. 9.1 МП)

Таблица А.3 - Сведения о поверке СИ, входящих в состав СИКНС

Средство измерения	Регистрационный №	Заводской номер	Номер свидетельства о поверке

5. Определение относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси (п. 9.2 МП)

6. Определение относительной погрешности измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси (п. 9.3 МП)

7. Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси (п. 9.4 МП)

Заключение: система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси АО «Татнефтепром» на ПСП «Шешма» признана _____ к дальнейшей эксплуатации
пригодной/не пригодной

Должность лица проводившего поверку: _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

Дата поверки: «_____» _____ 20__ г.

Приложение Б1
(рекомендуемое)

**Форма протокола определения относительной погрешности ИК массы и
массового расхода нефтегазоводяной смеси, при применении ПУ с одним
ЭСРМ**

ПРОТОКОЛ № _____

определения относительной погрешности ИК массы и массового расхода
нефтегазоводяной смеси, при применении ПУ с одним ЭСРМ

Место проведения определения относительной погрешности ИК: _____

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

Преобразователь: Тип _____ Зав. № _____

ЭСРМ : Датчик: Тип _____ Зав. № _____

Преобразователь: Тип _____ Зав. № _____

ИВК: Тип _____ Зав. № _____

Рабочая жидкость _____

Т а б л и ц а Б1.1 – Исходные данные

δ_{Σ} , %	$K_{\text{ПМЭ}}$, имп/т	$\delta_{\text{ИВК}}$, %	$K_{\text{ПМ}}$, имп/т	$MF_{\text{уст}}$ ($K_{\text{Муст}}$)	$Q_{\text{Мmax}}$, т/ч	ZS, т/ч	$Q_{\text{НОМ}}$, т/ч	δ_{td} , %/°С
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Окончание таблицы Б1.1

t_{min} , °С	t_{max} , °С	$\delta_{\text{РД}}$, %/0,1МПа	P_{min} , МПа	P_{max} , МПа
10	11	12	13	14

Т а б л и ц а Б1.2 – Результаты измерений и вычислений

№ точ / № изм	Q_{ji} , т/ч	T_{ji} , с	$N_{\text{Эji}}$, имп	N_{ji} , имп	$M_{\text{Эji}}$, т	M_{ji} , т	MF_{ji} ($K_{\text{Мji}}$)
1	2	3	4	5	6	7	8
1/1							
...	
m/n_m							

**Т а б л и ц а Б1.3 – Результаты определения относительной погрешности ИК в
точках рабочего диапазона**

№ точ.	Q_{j} , т/ч	MF_{j} ($K_{\text{Мj}}$)	n_{j}	S_{j} , %	$S_{0\text{j}}$, %	$t_{0.95\text{j}}$	ε_{j} , %
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
...

m								
---	--	--	--	--	--	--	--	--

Т а б л и ц а Б1.4 – Результаты определения относительной погрешности ИК в рабочем диапазоне

Q_{\min} , т/ч	Q_{\max} , т/ч	MF (K_M)	S_0 , %	ε , %	Θ_A , %	Θ_Z , %	t_{Π} , °C	Θ_{Mt} , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Окончание таблицы Б1.4

P_{Π} , МПа	Θ_{MP} , %	Θ_{Σ} , %	δ , %
10	11	12	13

Заключение: ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси к дальнейшей эксплуатации _____
(годен, не годен)

Должность лица, проводившего определение относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси _____
подпись И.О. Фамилия

Дата проведения определения ОП ИК « ____ » _____ 20 ____ г.

Примечания к таблицам протокола определения относительной погрешности ИК:

1 При определении коэффициента коррекции в столбец 5 таблицы Б1.1, в столбец 8 таблицы Б1.2, в столбец 3 таблицы Б1.3 и в столбец 3 таблицы Б1.4 заносят значения коэффициента коррекции, при определении градуировочного коэффициента - значения градуировочного коэффициента, в шапки таблиц заносят соответствующие названия столбцов. Единица измерения градуировочного коэффициента указывается в соответствии с п. 5.3.

2 Столбец 7 таблицы Б1.1 заполняется при наличии дополнительной погрешности, обусловленной нестабильностью нуля СРМ.

3 Столбцы 8 – 11 таблицы Б1.1 заполняют при наличии дополнительной погрешности, обусловленной влиянием отклонения температуры рабочей жидкости в условиях эксплуатации СРМ от температуры рабочей жидкости при определении относительной погрешности ИК; если $\delta_{\text{д}}$ не зависит от номинального расхода $Q_{\text{ном}}$, то столбец 8 не заполняют.

4 Столбцы 12 – 14 таблицы Б1.1 заполняются при наличии дополнительной погрешности, обусловленной влиянием отклонения давления рабочей жидкости в условиях эксплуатации СРМ от давления рабочей жидкости при определении относительной погрешности ИК.

Приложение Б2
(рекомендуемое)

**Форма протокола определения относительной погрешности ИК массы и
массового расхода нефтегазоводяной смеси, при применении ПУ с
несколькими ЭСРМ**

ПРОТОКОЛ № _____

определения относительной погрешности ИК массы и массового расхода
нефтегазоводяной смеси, при применении ПУ с несколькими ЭСРМ

Место проведения определения относительной погрешности ИК: _____

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

Преобразователь: Тип _____ Зав. № _____

ЭСРМ1: Датчик: Тип _____ Зав. № _____

Преобразователь: Тип _____ Зав. № _____

...

ЭСРМq: Датчик: Тип _____ Зав. № _____

Преобразователь: Тип _____ Зав. № _____

ИВК: Тип _____ Зав. № _____

Рабочая жидкость _____

Т а б л и ц а Б2.1 – Исходные данные

δ_{Σ} , %	$\delta_{ИВК}$, %	$K_{ПМ}$, имп/т	$MF_{уст}$ ($K_{Муст}$)	$Q_{Мmax}$, т/ч	ZS, т/ч	$Q_{ном}$, т/ч	δ_{td} , %/°C
1	2	3	4	5	6	7	8

Окончание таблицы Б2.1

t_{min} , °C	t_{max} , °C	$\delta_{РД}$, %/0,1МПа	P_{min} , МПа	P_{max} , МПа
9	10	11	12	13

Т а б л и ц а Б2.2 – Результаты измерений и вычислений, ЭСРМ

№ точ / № изм	№ ЭСРМ	Q_{jik} , т/ч	$N_{Эjik}$, имп	$K_{ПМЭк}$, имп/т	$M_{Эjik}$, т
1	2	3	4	5	6
1/1	1				
	...				
	q				
...	...				
m/n _m	1				
	...				
	q				

Т а б л и ц а Б2.3 – Результаты измерений и вычислений, СРМ

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

m/n_m						
---------	--	--	--	--	--	--

Т а б л и ц а Б2.4 – Результаты определения относительной погрешности ИК в точках рабочего диапазона

№ точ.	Q_j , т/ч	$MF_j (K_{Mj})$	n_j	S_j , %	S_{0j} , %	$t_{0.95j}$	ε_j , %
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
...
m							

Т а б л и ц а Б2.5 – Результаты определения относительной погрешности ИК в рабочем диапазоне

Q_{min} , т/ч	Q_{max} , т/ч	MF (K_M)	S_0 , %	ε , %	Θ_A , %	Θ_Z , %	$t_{п}$, °C	Θ_{Mt} , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Окончание таблицы Б2.5

$P_{п}$, МПа	Θ_{MP} , %	Θ_{Σ} , %	δ , %
10	11	12	13

Заключение: ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси к дальнейшей эксплуатации _____
(годен, не годен)

Должность лица, проводившего определение относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси _____
подпись И.О. Фамилия

Дата проведения определения ОП ИК « ____ » _____ 20 ____ г.

Примечания к таблицам протокола определения относительной погрешности ИК:

1 При определении коэффициента коррекции в столбец 4 таблицы Б2.1, в столбец 7 таблицы Б2.3, в столбец 3 таблицы Б2.4 и в столбец 3 таблицы Б2.5 заносят значения коэффициента коррекции, при определении градуировочного коэффициента - значения градуировочного коэффициента, в шапки таблиц заносят соответствующие названия столбцов. Единица измерения градуировочного коэффициента указывается в соответствии с п. 5.3.

2 Столбец 6 таблицы Б2.1 заполняется при наличии дополнительной погрешности, обусловленной нестабильностью нуля СРМ.

3 Столбцы 7 – 10 таблицы Б2.1 заполняют при наличии дополнительной погрешности, обусловленной влиянием отклонения температуры рабочей жидкости в условиях эксплуатации СРМ от температуры рабочей жидкости при определении относительной погрешности ИК; если δ_{td} не зависит от номинального расхода $Q_{ном}$, то столбец 7 не заполняют.

4 Столбцы 11 – 13 таблицы Б2.1 заполняются при наличии дополнительной погрешности, обусловленной влиянием отклонения давления рабочей жидкости в условиях эксплуатации СРМ от давления рабочей жидкости при определении относительной погрешности ИК.

Приложение В
(рекомендуемое)

Методика анализа результатов измерений на наличие промахов

Проверка результатов измерений на один промах по критерию Граббса при определении относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси.

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

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

где K_{Mj} – среднее значение градуировочного коэффициента СРМ в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

K_{Mji} – значение градуировочного коэффициента СРМ 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.

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

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

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

MF_{ji} – значение коэффициента коррекции СРМ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода.

Примечания

1 Единицу измерения градуировочного коэффициента выбирают в соответствии с п. 5.3.

2 При $S_{Kj} < 0,001$ принимают $S_{Kj} = 0,001$.

Наиболее выделяющееся соотношение U при определении K_M

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

Наиболее выделяющееся соотношение U при определении MF

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

Единицу измерения градуировочного коэффициента выбирают в соответствии с п. 5.3.

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

Т а б л и ц а В.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 Г
(справочное)

Квантиль распределения Стьюдента

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

Т а б л и ц а Г.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