

СОГЛАСОВАНО

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»



М.В. Крайнов

« 15 » 04 2022 г.

Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной
смеси СИКНС ООО «Камскойл» при КНС-4 НГДУ «Ямашнефть»

Методика поверки
НА.ГНМЦ.0670-22 МП

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в
г. Казань

(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Березовский Е.В.,

Сафиуллина А.Р.

1 Общие положения

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефтегазородяной смеси СИКНС ООО «Камскойл» при КНС-4 НГДУ «Ямашнефть» (далее – СИКНС) при ведении учетных операций между ООО «Камскойл» и НГДУ «Ямашнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

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.

Методика поверки не предусматривает возможность проведения поверки отдельных измерительных каналов и (или) отдельных автономных блоков для меньшего числа измеряемых величин или на меньшем числе поддиапазонов измерений.

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

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 в условиях эксплуатации СИКНС, характеристики нефтегазоводяной смеси и СИКНС должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Т а б л и ц а 2

Наименование характеристики	Значение
Рабочий диапазон температуры, °С	от 10 до 50
Давление, МПа	
– минимальное допускаемое	0,2
– максимальное допускаемое	2,0
Плотность при 20 °С, кг/м ³	от 900 до 1140
Вязкость кинематическая, мм ² /с	от 200 до 1000
Давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст), не более	66,7 (500)
Массовая доля воды, %, не более	90
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100000
Массовая доля механических примесей, %, не более	1,0
Содержание свободного	отсутствует
Содержание растворенного газа	отсутствует
Условия эксплуатации:	
– температура в блок-боксе, °С	от +5 до +38
– относительная влажность, %, не более	80
– атмосферное давление, кПа	от 96,0 до 103,7

3.2 При определении относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси соблюдают следующие условия:

- определение МХ ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительных линий (ИЛ);

- отклонение массового расхода нефтегазоводяной смеси от установленного значения в процессе поверки не должно превышать 2,5 %;

- температура, влажность окружающей среды и физико-химические показатели нефтегазоводяной смеси должны соответствовать условиям эксплуатации СИКНС.

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

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
9.2 Определение относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси	Эталонное средство измерений массового расхода жидкости с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,1$ %. Вычислительное средство измерений с пределами допускаемой относительной	- установка эталонная мобильная «ПАКВиК-2» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 71746-18); - измерительно-вычислительный комплекс, в том числе вычислитель

	<p>погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования счетчика-расходомера массового не более $\pm 0,05$ % (может входить в состав эталонного средства измерений массового расхода жидкости).</p> <p>Средство измерений для калибровки и поверки вторичной аппаратуры систем измерений с диапазоном задания частоты следования импульсов от 1 до 10000 Гц и диапазоном задания количества импульсов в пачке от 1 до $16 \cdot 10^6$ имп, с пределами допускаемой относительной погрешности задания периода следования импульсов 0,001 %.</p>	<p>расхода, измерительный контроллер, пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования счетчика-расходомера массового $\pm 0,05$ % (далее - ИВК);</p> <p>- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры систем измерений количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов и газа «УПВА-Эталон», диапазон задания частоты следования импульсов от 1 до 10000 Гц, предел допускаемой относительной погрешности задания периода следования импульсов 0,001 %, диапазон задания количества импульсов в пачке от 1 до $16 \cdot 10^6$ имп. (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 45409-10, далее - УПВА)</p>
--	--	---

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 указанной в таблице 4

Т а б л и ц а 4

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси СИКНС ООО «Камскойл» при КНС-4 НГДУ «Ямашнефть», заводской номер 570/2013	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.

- 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.

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

7.2 Перед определением относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси выполняют следующее:

- подготавливают счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF300 (далее по тексту – 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.

7.3 Проверяют или устанавливают в 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_M - значение частоты, установленное в преобразователе СРМ, Гц;
 Q_M - значение массового расхода, установленное в преобразователе СРМ, т/ч.

7.4 Вводят в память контроллера измерительно-вычислительного OMNI-3000/6000 модели OMNI6000 (далее – OMNI6000), ИВК или проверяют введенные ранее данные, необходимые для обработки результатов поверки.

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

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

7.7 Проводят установку нуля СРМ согласно технической документации.

7.8 Проводят установку нуля поверочной установки согласно технической документации.

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

7.10 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 OMNI6000.

Чтобы определить идентификационные данные ПО OMNI6000 необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

- Включить питание ИВК;
- Нажать клавишу «Статус» (0,U);
- Нажать клавишу «Помощь» (Ввод);
- Клавишей продвинуться до наименований «Revision No» и «Checksum»;
- Справа от вышеуказанных наименований будут указаны значения ПО и контрольной суммы

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

8.2 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКНС и полученные в ходе выполнения п. 8.1 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО OMNI6000 ПО, 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 СРМ.

Сведения результатов поверки указанных СИ заносят в таблицу А.2 протокола поверки (Приложение А).

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

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

В ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси входят:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модификации CMF300 с преобразователем модели 2700 фирмы «Emerson Process Management/Micro Motion Inc.» (первичный измерительный преобразователь, далее – СРМ);

- контроллер измерительно-вычислительный OMNI 3000/6000 модели OMNI 6000 (вторичная часть, далее - OMNI6000).

Относительную погрешность ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси вычисляют по формуле

$$\delta_{\text{ИК}} = \sqrt{\delta_{\text{СРМ max}}^2 + \delta_{\text{OMNI max}}^2}, \quad (2)$$

где

$\delta_{\text{СРМ max}}$ - максимальная относительная погрешность измерений массового расхода (массы) нефтегазоводяной смеси СРМ, %, из определенных в соответствии с п. 9.3;

$\delta_{\text{OMNI max}}$ - максимальная относительная погрешность преобразования входных сигналов OMNI6000 в значение массы, %, из определенных в соответствии с п. 9.4.

Значения относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси, не должны превышать:

- пределы допускаемой относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси при использовании СРМ в качестве рабочего, в диапазоне расходов, $\pm 0,25$ %;

- пределы допускаемой относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси при использовании СРМ в качестве контрольно-резервного, при значении расхода в пределах рабочего диапазона, $\pm 0,20$ %.

Примечание: при положительном результате операции поверки при измерении массы жидкости, ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси признают годным для измерений массового расхода жидкости.

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.

9.3 Определение относительной погрешности измерений массового расхода (массы) нефтегазоводяной смеси СРМ

Определение МХ поверяемого СРМ проводят не менее чем в трёх точках рабочего диапазона измерений массового расхода: $Q_{\text{min}} \pm 2 \text{ т/ч}$, $\frac{Q_{\text{max}} - Q_{\text{min}}}{2} \pm 2 \text{ т/ч}$,

$Q_{\text{max}} \pm 2 \text{ т/ч}$. В каждой точке расхода рабочего СРМ проводят не менее пяти измерений, резервно-контрольного СРМ проводят не менее семи измерений. Последовательность выбора точек расхода может быть произвольной.

Для определения МХ СРМ устанавливают выбранное значение массового расхода по показаниям поверочной установки (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.

9.3.1 Обработка результатов измерений.

9.3.1.1 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

$$M_{эji} = \begin{cases} \frac{N_{эji}}{K_{ПМЭ}} & \text{при ПУ с одним ЭСРМ} \\ \sum_{k=1}^q M_{эjik} & \text{при ПУ с несколькими ЭСРМ} \end{cases} \quad (3)$$

$$M_{эjik} = \frac{N_{эjik}}{K_{ПМЭk}}$$

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;

- $M_{эjik}$ - масса рабочей жидкости, измеренная к-м ЭСРМ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;
- $N_{эjik}$ - количество импульсов от к-го ЭСРМ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, имп;
- $K_{пмэк}$ - коэффициент преобразования к-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.

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

$$Q_{jik} = \frac{M_{эjik}}{T_{ji}} \cdot 3600, \quad (4)$$

где

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

9.3.1.3 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

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

где

- $M_{эji}$ - масса рабочей жидкости, измеренная с помощью ЭСРМ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т.

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

$$Q_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} Q_{ji}}{n_j}, \quad (6)$$

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.

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

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

$$Q_{max} = \max(Q_j), \quad (8)$$

где

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

9.3.1.6 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

$$M_{ji} = \frac{N_{ji}}{K_{пм}}, \quad (9)$$

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.

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

$$K_M = \frac{\sum_{j=1}^m K_{Mj}}{m}, \quad (10)$$

$$K_{Mj} = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} K_{Mji}}{n_j}, \quad (11)$$

$$K_{Mji} = \frac{M_{\text{Э}ji}}{M_{ji}} \cdot K_{M\text{уст}}, \quad (12)$$

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;

$M_{\text{Э}ji}$ - масса рабочей жидкости, измеренная с помощью 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;

$K_{M\text{уст}}$ - градуировочный коэффициент, установленный в СРМ на момент проведения определения МХ СРМ.

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

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

$$MF = \frac{\sum_{j=1}^m MF_j}{m}, \quad (13)$$

$$MF_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ji}}{n_j}, \quad (14)$$

$$MF_{ji} = \frac{M_{\text{Э}ji}}{M_{ji}} \cdot MF_{\text{уст}}, \quad (15)$$

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.

9.3.1.9 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_M вычисляют по формуле

$$S_j = \begin{cases} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{Mji} - K_{Mj})^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{1}{K_{Mj}} \cdot 100 & \text{при определении } K_M, \\ \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ji} - MF_j)^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{1}{MF_j} \cdot 100 & \text{при определении } MF \end{cases} \quad (16)$$

где

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

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

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

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

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

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

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

$$\theta_z = \frac{ZS}{Q_{min}}, \quad (23)$$

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

$$\theta_t = \theta_{ном} \text{ при зависимости } \delta_{tд} \text{ от } \theta_{ном}, \quad (25)$$

$$\theta_t = \theta_{Mmax} \text{ при зависимости } \delta_{tд} \text{ от } \theta_{Mmax}, \quad (26)$$

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

$$\theta_{Mp} = 10 \cdot \delta_{pд} \cdot \Delta p, \quad (28)$$

$$\Delta p = \max[(p_{max} - p_n), (p_n - p_{min})], \quad (29)$$

где

- θ_M - граница не исключенной систематической погрешности определения массы рабочей жидкости с помощью ПУ, %;
- $\theta_{ИВК}$ - граница не исключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ИВК при определении коэффициента преобразования СРМ по ПУ, %;
- θ_A - 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), %;
- $\delta_{pэ}$ - предел допускаемой относительной погрешности ПУ (берут из свидетельства о поверке или протокола поверки ПУ, при использовании ПУ с несколькими ЭСРМ берут наибольшее значение), %;
- $\delta_{ИВК}$ - 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

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;
$\Theta_{ном}$	- номинальное значение массового расхода СРМ (берут из технической документации на СРМ), т/ч;
$\Theta_{M max}$	- максимальное значение массового расхода СРМ, т/ч;
$\delta_{тД}$	- 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. Влияние температуры можно компенсировать обнулением показаний при условиях технологического процесса;
Δt	- максимальное отклонение температуры рабочей жидкости при эксплуатации СРМ от температуры рабочей жидкости при определении МХ, °C;
$t_{п}$	- среднее значение температуры рабочей жидкости при определении МХ, °C;
t_{min}, t_{max}	- нижний и верхний предел рабочего диапазона температур рабочей жидкости при эксплуатации СРМ, °C;
$\delta_{рД}$	- 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_{min}, p_{max}	- нижний и верхний предел рабочего диапазона давлений рабочей жидкости при эксплуатации СРМ, МПа;
$p_{п}$	- среднее значение давления рабочей жидкости при определении МХ, МПа.

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

9.3.1.11 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, %.

9.3.1.12 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.

Принимают равным в соответствии с Приложением Г.

9.3.1.13 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 .

9.3.1.14 Границу относительной погрешности СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода $\delta_{СРМ}$, %, определяют по формулам

$$\delta_{СРМ} = \begin{cases} \varepsilon & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma}}{S_0} < 0,8, \\ t_{\Sigma} \cdot S_{\Sigma} & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma}}{S_0} \leq 8, \\ \theta_{\Sigma} & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma}}{S_0} > 8, \end{cases} \quad (33)$$

$$t_{\Sigma} = \frac{\varepsilon + \theta_{\Sigma}}{S_0 + S_{\theta}}, \quad (34)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{S_{\theta}^2 + S_0^2}, \quad (35)$$

$$S_{\theta} = \sqrt{\frac{\theta_M^2 + \theta_{ИВК}^2 + \theta_A^2 + \theta_Z^2 + \theta_{Mt}^2 + \theta_{Mp}^2}{3}}, \quad (36)$$

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, %.

Значение относительной погрешности СРМ при i -ом измерении в j -ой точке расхода записывают в соответствующие поля протокола поверки (Приложение А).

9.4 Определение относительной погрешности преобразования входных сигналов OMNI6000 в значение массы

Определение метрологических характеристик производится при имитации при помощи УПВА частотных сигналов СРМ.

На вход канала измерений расхода с соответствующего выхода УПВА подают значения сигналов или вводят с клавиатуры OMNI6000 значения параметров (частота не более 15000 Гц).

Вводят в память OMNI6000 значения коэффициентов преобразования СРМ, равные для всех каналов. Допускается проводить измерения при ранее установленных коэффициентах преобразования СРМ в соответствии с результатами поверки СРМ.

В УПВА задают число импульсов N , подаваемое на входы каналов расхода

$$N \geq 10^{(l-m)} \cdot K \cdot n, \quad (37)$$

где

- l - коэффициент, принимаемый равным 8;
- m - количество знаков после запятой в значении массы;

- K - коэффициент преобразования СРМ, введенный в память OMNI6000, имп/кг;
 n - количество каналов расхода.

Если для каждого канала введен свой коэффициент преобразования:

$$N \geq \frac{10^{(5-m)}}{\sum_{j=1}^n \frac{1}{K_j \cdot 10^3}}, \quad (38)$$

где

- K_j - коэффициент преобразования СРМ j -го канала расхода, введенный в память OMNI6000, имп/кг.

Проводят отсчет показаний массы с дисплея OMNI6000. Подают на входы каналов расхода N импульсов, после остановки счета записывают показания, накопленные за время измерений массы с дисплея OMNI6000.

Для каждой серии входных величин проводят не менее трех измерений. Результаты измерений заносят в протокол по форме приложения Б1 или Б2.

Относительную погрешность преобразования входных сигналов OMNI6000 в значение массы вычисляют по формуле

$$\delta_{\text{OMNI}} = \frac{M - M_p}{M_p} \cdot 100 \%, \quad (39)$$

где

- M - значение массы по показаниям OMNI6000, т;
 M_p - расчетное значение массы, т.

Если установлены одинаковые коэффициенты преобразования для всех СРМ, расчетное значение массы вычисляют по формуле

$$M_p = n \cdot \frac{N}{K \cdot 1000}, \quad (40)$$

где

- n - количество каналов расхода;
 N - число импульсов;
 K - коэффициент преобразования СРМ, введенный в память OMNI6000, имп/кг.

Если в память OMNI6000 введены значения базового коэффициента преобразования конкретного типа СРМ $K_{\text{баз.}}$ и метер-фактора MF , то $K = K_{\text{баз.}}/MF$.

Если для каждого СРМ установлен свой коэффициент преобразования, расчетное значение массы вычисляют по формуле

$$M_p = N \cdot \sum_{j=1}^n \frac{1}{K_j \cdot 1000}, \quad (41)$$

где

- K_j - коэффициенты преобразования j -го СРМ, введенный в память OMNI6000, имп/кг, или, при необходимости, $K_j = K_{\text{баз.}j}/MF_j$.

9.5 Определение относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси.

Относительную погрешность измерений массы нефтегазоводяной смеси δM , %, принимают равной относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси.

Пределы допускаемой погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси при использовании СРМ в качестве рабочего, в диапазоне расходов, $\pm 0,25$ %; при использовании СРМ в качестве рабочего контрольно-резервного, при значении расхода в пределах рабочего диапазона, $\pm 0,20$ %.

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

9.6 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси (далее – нефть)

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_H , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_H = 1,1 \cdot \sqrt{\delta M^2 + \frac{\Delta W_B^2}{\left(1 - \frac{W_B}{100}\right)^2} + \frac{\Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left(1 - \frac{W_{МП} + W_{XC}}{100}\right)^2}} \quad (42)$$

где

- δM – относительная погрешность измерений массы нефтегазоводяной смеси, %;
- ΔW_B – абсолютная погрешность измерения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси, %;
- $\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерения массовой доли механических примесей в обезвоженной нефтегазоводяной смеси, %;
- ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерения массовой доли хлористых солей в обезвоженной нефтегазоводяной смеси, %;
- $W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в обезвоженной нефтегазоводяной смеси, %. Определяют в лаборатории в соответствии с ГОСТ 6370;
- W_{XC} – массовая доля хлористых солей в обезвоженной нефтегазоводяной смеси, %, вычисляемая по формуле

$$W_{XC} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{XC}}{\rho_{ОН}} \quad (43)$$

где

- φ_{XC} – массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной нефтегазоводяной смеси, мг/дм³, измеренная в лаборатории по ГОСТ 21534;
- $\rho_{ОН}$ – плотность обезвоженной нефтегазоводяной смеси при условиях измерений φ_{XC} , кг/м³;
- W_B – массовая доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, измеряемая в лаборатории в случае выхода из строя поточного влагомера по ГОСТ 2477 или аттестованной в установленном порядке методике измерений, либо вычисляют по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером по формуле

$$W_B = \frac{\varphi \cdot \rho_B}{\left(1 - \frac{\varphi}{100}\right) \cdot \rho_{ОН} + \frac{\varphi}{100} \cdot \rho_B} \quad (44)$$

где

- φ – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %. Измеряют поточным влагомером, установленным на ИЛ;
- ρ_B – плотность воды, приведенная к условиям ИЛ, кг/м³;
- $\rho_{ОН}$ – плотность обезвоженной нефтегазоводяной смеси, приведенная к условиям ИЛ, кг/м³.

Абсолютную погрешность измерения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси ΔW_B , %,

- при расчете массовой доли воды по измеренному значению влагосодержания с помощью поточного влагомера, абсолютную погрешность измерения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси допустимо вычислять по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi \cdot \rho_B}{\left(1 - \frac{\varphi}{100}\right) \cdot \rho_{OH} + \frac{\varphi}{100} \cdot \rho_B}, \quad (45)$$

где

$\Delta \varphi$ – абсолютная погрешность объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси поточного влагомера, %;

- при измерении в лаборатории по ГОСТ 2477, в соответствии с ГОСТ 33701 для доверительной вероятности $P=0,95$ и двух измерений вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - r_B^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} \quad (46)$$

где R_B и r_B – воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли воды, берут из ГОСТ 2477, % массы;

- при измерении в лаборатории по аттестованной в установленном порядке методике измерений принимают в соответствии с показателями точности установленными в методике измерений.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли механических примесей, $\Delta W_{МП}$, % массы, в соответствии с ГОСТ 33701 для доверительной вероятности $P=0,95$ и двух измерений вычисляют по формуле

$$\Delta W_{МП} = \pm \frac{\sqrt{R_{МП}^2 - r_{МП}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} \quad (47)$$

где $R_{МП}$ и $r_{МП}$ – воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли механических примесей, берут из ГОСТ 6370, % массы.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли хлористых солей, ΔW_{XC} , % массы, в соответствии с ГОСТ 33701 для доверительной вероятности $P=0,95$ и двух измерений вычисляют по формуле

$$\Delta W_{XC} = \pm \frac{\sqrt{R_{XC}^2 - r_{XC}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} \quad (48)$$

где R_{XC} и r_{XC} – воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли хлористых солей, % массы.

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости r , % массы. Значение сходимости r_{XC} , выраженное по ГОСТ 21534 в мг/дм^3 , переводят в % массы по формуле

$$r_{XC}[\%] = \frac{0,1 \cdot r_{XC}[\text{мг/дм}^3]}{\rho_{OH}} \quad (49)$$

где r_{XC} – сходимость метода по ГОСТ 21534, мг/дм^3 ;

ρ_{OH} – плотность обезвоженной нефтегазоводяной смеси при условиях измерений φ_{XC} , кг/м^3 .

Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти в диапазоне массовой доли воды (при измерении содержания воды в нефтегазоводяной смеси в лаборатории по ГОСТ 2477):

от 0,03 до «5» %	не более $\pm 1,4$ %;
свыше 5 до «15» %	не более $\pm 1,9$ %;
свыше 15 до «35» %	не более $\pm 4,4$ %;
свыше 35 до «55» %	не более $\pm 14,4$ %;
свыше 55 до «65» %	не более $\pm 18,1$ %;
свыше 65 до «70» %	не более $\pm 23,2$ %;
свыше 70 до «80» %	не более $\pm 30,9$ %;
свыше 80 до «85» %	не более $\pm 43,7$ %;
свыше 85 до «90» %	не более $\pm 69,4$ %.

Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти в диапазоне массовой доли воды (при измерении содержания воды в лаборатории по аттестованной в установленном порядке методике измерений содержания воды в нефтегазоводяной смеси, с пределом допускаемой абсолютной погрешности не более ± 5 %):

от 10 до «20» %	не более ± 7 %;
свыше 20 до «50» %	не более $\pm 11,1$ %;
свыше 50 до «70» %	не более $\pm 18,4$ %;
свыше 70 до «80» %	не более $\pm 27,6$ %;
свыше 80 до «90» %	не более $\pm 55,1$ %;

Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти в диапазоне объемной доли воды (при измерении содержания воды в нефтегазоводяной смеси влагомером):

от 0,01 до «10» %	не более $\pm 1,2$ %;
свыше 10 до «20» %	не более $\pm 2,0$ %;
свыше 20 до «70» %	не более $\pm 3,1$ %.
свыше 70 до «81,9» %	не более $\pm 18,3$ %.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

10.1 Относительная погрешность ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси при использовании СРМ в качестве рабочего, в диапазоне расходов, не должна превышать $\pm 0,25$ %; при использовании СРМ в качестве рабочего контрольно-резервного, при значении расхода в пределах рабочего диапазона, не должна превышать $\pm 0,20$ %.

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

10.3 Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти в диапазоне массовой доли воды (при измерении содержания воды в нефтегазоводяной смеси в лаборатории по ГОСТ 2477):

от 0,03 до «5» %	не более $\pm 1,4$ %;
свыше 5 до «15» %	не более $\pm 1,9$ %;
свыше 15 до «35» %	не более $\pm 4,4$ %;
свыше 35 до «55» %	не более $\pm 14,4$ %;
свыше 55 до «65» %	не более $\pm 18,1$ %;
свыше 65 до «70» %	не более $\pm 23,2$ %;
свыше 70 до «80» %	не более $\pm 30,9$ %;
свыше 80 до «85» %	не более $\pm 43,7$ %;
свыше 85 до «90» %	не более $\pm 69,4$ %.

Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти в диапазоне массовой доли воды (при измерении содержания воды в лаборатории по аттестованной в установленном порядке методике измерений содержания воды в нефтегазоводяной смеси, с пределом допускаемой абсолютной погрешности не более ± 5 %):

от 10 до «20» %	не более ± 7 %;
свыше 20 до «50» %	не более $\pm 11,1$ %;
свыше 50 до «70» %	не более $\pm 18,4$ %;
свыше 70 до «80» %	не более $\pm 27,6$ %;
свыше 80 до «90» %	не более $\pm 55,1$ %;

Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти в диапазоне объемной доли воды (при измерении содержания воды в нефтегазоводяной смеси влагомером):

от 0,01 до «10» %	не более $\pm 1,2$ %;
свыше 10 до «20» %	не более $\pm 2,0$ %;

свыше 20 до «70» %
свыше 70 до «81,9» %

не более $\pm 3,1$ %.
не более $\pm 18,3$ %.

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки ИК массы и массового расхода нефтегазородяной смеси оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

11.2 Результаты поверки СИКНС оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении Б.

11.3 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.

11.4 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 нефтегазородяной смеси и массы нетто нефти.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

11.5 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с описанием типа на них или МИ 3002-2006.

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

Приложение А
(рекомендуемое)

ПРОТОКОЛ № _____

поверки системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси
СИКНС ООО «Камскойл» при КНС-4 НГДУ «Ямашнефть» номер в Федеральном
информационном фонде по обеспечению единства измерений _____

Диапазон измерений: _____

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы нефтегазоводяной смеси, %, не более _____

- массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси, %, не более _____

Заводской номер: _____

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 OMNI6000

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки	Значение, указанное в описании типа
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		

4. Проверка сведений о поверке СИ, входящих в состав СИКНС (п. 9.1 МП)

Таблица А.2 - Сведения о поверке СИ, входящих в состав СИКНС

Средство измерения	Регистрационный №	Заводской №	Сведения о поверке

5. В результате поверки ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси
_____ к дальнейшей эксплуатации (п. 9.2 МП)

пригоден/не пригоден

6. Определение относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной
смеси (п. 9.5 МП)

7. Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти в
составе нефтегазоводяной смеси (п. 9.6 МП)

Заключение: Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси
СИКНС ООО «Камскойл» при КНС-4 НГДУ «Ямашнефть»
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: _____

Методика поверки: _____

Условия проведения поверки: _____

**Б1.1 Определение относительной погрешности измерений массового расхода
(массы) нефтегазоводяной смеси СРМ**

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

Окончание таблицы Б1.1

t_{min} , °С	t_{max} , °С	$\delta_{Рд}$, %/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	$N_{Эji}$, имп	N_{ji} , имп	$M_{Эji}$, т	M_{ji} , т	MF_{ji} ($K_{Мji}$)
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 СРМ

№ точ.	Q_j , т/ч	MF_j ($K_{Мj}$)	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 Б1.4 – Результаты определения относительной погрешности СРМ

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

Окончание таблицы Б1.4

P_p , МПа	Θ_{MP} , %	Θ_{Σ} , %	$\delta_{СРМ}$, %
10	11	12	13

Б1.2 Определение относительной погрешности преобразования входных сигналов OMNI6000 в значение массы

Средство поверки: _____

Т а б л и ц а Б.1.5

№	Задаваемая частота, Гц	Задаваемое число импульсов	Коэффициент преобразования, имп/кг	Значение расхода и накопительной массы			Относительная погрешность по показаниям массы, δ_{OMNI} , %
				Расчетная накопительная масса, т	Показания массового расхода, т/ч	Показанная накопительная масса, т	

Б1.3 Определение относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси

Т а б л и ц а Б.1.6

Максимальная относительная погрешность измерений массового расхода (массы) СРМ, $\delta_{СРМ \max}$, %	Максимальная относительная погрешность преобразования входных сигналов OMNI6000 в значение массы, $\delta_{OMNI \max}$, %	Относительная погрешность ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси, $\delta_{ИК}$, %	Предел относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси, %

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 поверки « ____ » _____ 20 ____ г.

Примечания к таблицам протокола определения относительной погрешности СРМ:

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

вносят 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 СРМ; 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 СРМ.

**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: _____

Методика поверки: _____

Условия проведения поверки: _____

**Б2.1 Определение относительной погрешности измерений массового расхода
(массы) нефтегазоводяной смеси СРМ**

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

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

Окончание таблицы Б2.1

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

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

№ точ / № изм	№ ЭСРМ	$Q_{жик}, \text{т/ч}$	$N_{Эжик}, \text{имп}$	$K_{ПМЭК}, \text{имп/т}$	$M_{Эжик}, \text{т}$
1	2	3	4	5	6
1/1	1				

	q				
...
m/n _m	1				

	q				

Т а б л и ц а Б 2.3 – 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_{Mji})
1	2	3	4	5	6	7
1/1						
...
m/n_m						

Т а б л и ц а Б 2.4 – Результаты определения относительной погрешности СРМ

№ 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 Б 2.5 – Результаты определения относительной погрешности СРМ

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

Окончание таблицы Б 2.5

$P_{п}$, МПа	Θ_{MP} , %	Θ_{Σ} , %	$\delta_{СРМ}$, %
10	11	12	13

Б 2.2 Определение относительной погрешности преобразования входных сигналов OMNI6000 в значение массы

Средство поверки: _____

Т а б л и ц а Б 2.6

№	Задаваемая частота, Гц	Задаваемое число импульсов	Коэффициент преобразования, имп/кг	Значение расхода и накопительной массы			Относительная погрешность по показаниям массы, δ_{OMNI} , %
				Расчетная накопительная масса, т	Показание массового расхода, т/ч	Показание накопительной массы, т	

Б 2.3 Определение относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси

Т а б л и ц а Б 2.7

Максимальная относительная погрешность измерений массового расхода (массы) СРМ, $\delta_{СРМ max}$, %	Максимальная относительная погрешность преобразования входных сигналов OMNI6000 в значение массы, $\delta_{OMNI max}$, %	Относительная погрешность ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси, $\delta_{ИК}$, %	Предел относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси, %

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 поверки « ____ » _____ 20 ____ г.

Примечания к таблицам протокола определения относительной погрешности СРМ:

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 СРМ; если $\delta_{\text{тд}}$ не зависит от номинального расхода $Q_{\text{ном}}$, 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 СРМ.

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