

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии
(Росстандарт)
Федеральное бюджетное учреждение
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в
Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе – Югра,
Ямало-Ненецком автономном округе»
(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по метрологии
ФБУ «Тюменский ЦСМ»



Д.С. Чередников
« 21 » января 2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ
КАЧЕСТВА НЕФТИ № 801

Методика поверки

Тюмень
2020

Разработана



ФБУ «Тюменский ЦСМ»

Главный метролог
Р.О. Сулейманов



Начальник отдела метрологического
обеспечения производства
Л.А. Каражова



Инженер по метрологии
М.Е. Майоров

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 801 (далее – СИКН), заводской номер 08.

Инструкция устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки СИКН.

Интервал между поверками – 1 год.

В настоящем документе приняты следующие сокращения:

АРМ – автоматизированное рабочее место;

ИВК – измерительно-вычислительный комплекс;

ИЛ – измерительная линия;

МПР – массовый преобразователь расхода;

МХ – метрологические характеристики;

ПО – программное обеспечение;

ПП – преобразователь плотности;

рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений;

СИ – средство измерений;

СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;

СКО – среднее квадратическое отклонение;

ТПУ – трубопоршневая поверочная установка.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

1.1 Внешний осмотр (6.1).

1.2 Опробование (6.2).

1.3 Поверка средств измерений, находящихся в составе СИКН (6.3.1).

1.4 Определение относительной погрешности измерения массового расхода нефти (6.3.2).

2 Средства поверки

2.1 Для определения относительной погрешности измерения массового расхода нефти на месте эксплуатации применяются следующие средства поверки:

2.1.1 Поверочная установка с диапазоном воспроизведения значений объемного расхода, соответствующим диапазону измерений поверяемого расходомера, в том числе трубопоршневая поверочная установка (рабочий эталон 1-го или 2-го разряда согласно государственной поверочной схеме для средств измерений массы и объема жидкости, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256).

2.2 Другие средства измерений, входящие в состав СИКН, поверяются в соответствии с методиками поверки указанными в таблице 2.

3 Требования безопасности

3.1 При организации и производстве работ по поверке СИКН необходимо выполнять требования безопасности, изложенные в следующих документах:

3.1.1 Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности» ;

3.1.2 ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;

3.1.3 Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другие законодательные акты по охране окружающей среды, действующие на территории РФ;

3.1.4 Эксплуатационные документы средств измерений, входящих в состав СИКН;

3.1.5 Эксплуатационные документы на средства поверки и вспомогательное оборудование;

3.1.6 Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 801;

3.1.7 Методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

4 Условия поверки

4.1 Условия проведения поверки должны соответствовать требованиям, установленным в методиках поверки на СИ, входящих в состав СИКН.

5 Подготовка к поверке

5.1 Подготовка СИКН к проведению поверки производится в соответствии с требованиями документов:

- Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 801;
- МИ 2403-97 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- техническая документация изготовителей средств измерений, входящих в состав СИКН.

При подготовке к поверке соблюдают условия, установленные в методиках поверки СИ, входящих в состав СИКН.

5.2 Перед проведением поверки выполняют следующие операции:

- демонтаж средств измерений СИКН (при необходимости);
- установка и соединение с эталонными и вспомогательными СИ;
- проверка заземления средств измерений, работающих под напряжением;
- проверка герметичности (отсутствия протечек) системы;
- установка нуля, конфигурирование сигналов (при необходимости);
- представители сдающей и принимающей сторон определяют способ (в первичном электронном преобразователе или в СОИ) и вид реализации градуировочной характеристики МПР.

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;
- на элементах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на элементах СИКН должны быть четкими и соответствовать технической документации.

6.2 Опробование

Опробование проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН. При опробовании проверяют работоспособность средств измерений СИКН без определения метрологических характеристик. Результаты проверки считаются удовлетворительными, если показания средств измерений устойчивые, значения параметров лежат в установленном пределе и в списке внештатных ситуации отсутствуют информация о сбоях систем СИКН.

6.2.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения.

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

Для просмотра идентификационных данных ПО измерительно-вычислительного комплекса «Вектор-02» необходимо установить на ИВК в режиме «поверитель», затем, в меню «Сервис» выбрать пункт «О программе» и затем в появившемся окне нажать кнопку «Рассчитать».

Для просмотра идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места АРМ оператора «Вектор» необходимо нажать на логотип «Вектор» в окне «Технологическая схема» и выбрать в меню пункт «О программе».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	ИВК «Вектор-02»	АРМ «Вектор»	
		Calc.dll	Module2.bas
Идентификационное наименование ПО	icc mt	1.1	1.03
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4.2	E40D584A	66F2A061
Цифровой идентификатор ПО	3555877189	CRC32	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора			

Результаты проверки считаются удовлетворительными, если показания средств измерений устойчивы, значения параметров лежат в установленном пределе и в списке внештатных ситуации отсутствуют информация о сбоях систем СИКН, а идентификационные данные ПО соответствуют приведенным в таблице 1.

6.3 Определение метрологических характеристик

6.3.1 Поверка средств измерений, находящихся в составе СИКН

Определение погрешности СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень НД на методики поверки СИ

Наименование СИ	Методика поверки
1	2
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF 300	МП 45115-16 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» с изменением №1, утвержденная 22.12.2016 г. МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с преобразователем плотности»
Термопреобразователи сопротивления 90 мод. 902820	МП 68302-17 «Термопреобразователи сопротивления серии 90. Методика поверки», утвержденная ООО «ИЦРМ» 25.04.2017 г.
Датчики температуры 644	«Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» в августе 2008 г.
Датчики давления Метран-150 мод. Метран-150TG	МИ 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки», утвержденная ФБУ «Челябинский ЦСМ» 11.11.2013 г.
Преобразователи давления измерительные 3051 мод. 3051 TG	МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г.
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	МИ 2326-95 «Рекомендация. ГСИ. Датчики плотности вибрационные поточные Solartron. Методика поверки»

Продолжение таблицы 2

1	2
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Комплекс измерительно-вычислительный «Вектор-02»	МП 62761-15 «Комплекс измерительно-вычислительный «Вектор-02». Методика поверки», утвержденная ФБУ «Тюменский ЦСМ» 05.10.2015 г.
Установка трубопоршневая поверочная ТПУ Сапфир-Вектор-350	МП 0654-1-2017 «Инструкция. ГСИ. Установки трубопоршневые поверочные ТПУ «Сапфир-Вектор-350». Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 26.09.2017 г.
Примечания: 1. В случае использования в составе СИКН счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели CMF 300 в описании типа которых отсутствуют методики поверки, указанные в данной таблице, проводят относительной погрешности измерения массового расхода нефти по п. 6.3.2 настоящей методики. 2. В случае отсутствия возможности поверки плотномера по МИ 2326-95, проводят определение абсолютной погрешности измерения плотности нефти по п. 6.3.3 настоящей методики.	

Результаты поверки считаются положительными, если средства измерений, указанные в таблице 2 имеют действующие свидетельства о поверке.

6.3.2 Определение относительной погрешности измерения массового расхода нефти

Определение относительной погрешности измерения массового расхода нефти проводят не менее чем в трех точках диапазона измерения массового расхода нефти (далее – точках расхода), включая минимальное и максимальное значение. В каждой точке расхода проводят не менее пяти измерений (для контрольно-резервной линии – не менее семи).

Устанавливают выбранное значение массового расхода по показаниям МПР. Отклонение значения массового расхода от установленного значения в процессе поверки не должно превышать 2,5 %. Результаты измерений заносят в протокол.

6.3.2.1 Массу рабочей жидкости, определенную с помощью ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода $M_{ji}^{ТПУ}$, т, вычисляют по формуле:

$$M_{ji}^{ТПУ} = V_{npj}^{ТПУ} \cdot \rho_{npj}^{III} \cdot 10^{-3} \quad (1)$$

где $V_{npj}^{ТПУ}$ – вместимость калиброванного участка ТПУ, приведенная к рабочим условиям, м³;
 ρ_{npj}^{III} – плотность нефти, измеренная поточным ПП и приведенная к рабочим условиям ТПУ при i -м измерении в j -й точке расхода, кг/м³.

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

где $V_0^{ТПУ}$ – вместимость калиброванного участка ТПУ при стандартных условиях (температура 20 °С и избыточное давление 0 МПа), м³;
 α_t – коэффициент линейного расширения материала стенок КП, 1/°С;
 $t_{ji}^{ТПУ}$ – среднее значение температуры нефти в ТПУ за время i -ого измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, °С;
 $P_{ji}^{ТПУ}$ – среднее значение избыточного давления нефти в ТПУ за время i -ого измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, МПа;
 D – внутренний диаметр калиброванного участка ТПУ, мм;
 S – толщина стенок калиброванного участка ТПУ, мм;
 E – модуль упругости материала стенок калиброванного участка ТПУ, МПа.

$$\rho_{npj}^{III} = \rho_{ji}^{III} \cdot [1 + \beta_{ji} \cdot (t_{ji}^{III} - t_{ji}^{III})] \cdot [1 + \gamma_{ji} \cdot (P_{ji}^{III} - P_{ji}^{III})] , \quad (3)$$

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

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

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

Дальнейшую обработку результатов измерений проводят в зависимости от способа реализации по 6.3.2.2 или 6.3.2.3.

6.3.2.2 Реализация градуировочной характеристики в первичном электронном преобразователе

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

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

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

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

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

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

$$MF_{ji} = \frac{M_{ji}^{III}}{M_{ji}} \cdot MF_{уст}^{duan} \quad (5)$$

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

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

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

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

СКО результатов измерений в рабочем диапазоне измерений массового расхода S_{duan}^{MF} , %:

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

Проверяют выполнение условия:

$$S_{duan}^{MF} \leq 0,03 \% \quad (8)$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

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

Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента коррекции MF_{duan} по формуле:

$$MF_{duan} = \frac{\sum_{j=1}^m \overline{MF}_j}{m} \quad (9)$$

где m – количество точек разбиения рабочего диапазона.

Вычисляют значение градуировочного коэффициента $K_{\nu p}$ по формуле

$$K_{cp} = K_{cp}^{ПЭП} \cdot MF_{дуан} \quad (10)$$

где $K_{cp}^{ПЭП}$ – градуировочный коэффициент, установленный в первичном электронном преобразователе.

6.3.2.3 Реализация градуировочной характеристики в системе обработки информации

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

$$KF_{ji} = \frac{N_{ji}}{M_{ji}} \quad (11)$$

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

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

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

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

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

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

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

При выполнении условия (8) продолжают обработку результатов измерений.

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

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

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

– при реализации градуировочной характеристики в первичном электронном преобразователе:

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

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

$$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{ПЭП}^2 + \delta_{ПЭП}^2 + \theta_t^2 + \delta_K^2 + \theta_{KF,дуан}^2 + \delta_{0,мас}^2} \quad (16)$$

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

$$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{ПЭП}^2 + \delta_{ПЭП}^2 + \theta_t^2 + \delta_K^2 + \theta_{KF,k}^2 + \delta_{0,мас,k}^2} \quad (17)$$

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

$$\delta_{ПП} = \frac{\Delta_{ПП}}{\rho_{ПП \min}} \cdot 100 \quad (18)$$

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

$$\theta_t = \beta_{ж \max} \cdot \sqrt{\Delta t_{ТПУ}^2 + \Delta t_{ПП}^2} \cdot 100 \quad (19)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

где $Q_{k \min}$ – минимальное значение расхода в k -м поддиапазоне, т/ч.
 Границу случайной погрешности СИКН в рабочем диапазоне расхода при доверительной вероятности $P=0,95$, вычисляют по формулам:
 – при реализации градуировочной характеристики в первичном электронном преобразователе:

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

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

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

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

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

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

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

– при реализации градуировочной характеристики в первичном электронном преобразователе:

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

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

$$\delta = \begin{cases} Z_{(p)} \cdot (\theta_{\Sigma} + \varepsilon) & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{duan}}^{\text{MF}}} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma} & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{duan}}^{\text{MF}}} > 8 \end{cases} \quad (29)$$

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

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

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

Результат считают положительным, если значение относительной погрешности измерения массы брутто нефти не превышает $\pm 0,25\%$ – для рабочей ИЛ, $\pm 0,20\%$ – для контрольно-резервной ИЛ.

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 ИК массового расхода по давлению (при отсутствии коррекции).

При повторном невыполнении данных условий поверку прекращают.

По результатам определения относительной погрешности измерения массового расхода нефти проводят реализацию градуировочной характеристики МПР в первичном электронном преобразователе или в СОИ.

6.3.3 Определение абсолютной погрешности измерения плотности нефти
Определение абсолютной погрешности измерения плотности нефти проводят в соответствии с МИ 2403-97.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки СИ, входящих в состав СИКН, оформляют в соответствии с требованиями соответствующих разделов нормативных документов по поверке, приведенных в таблице 2.

7.2 Результаты определения относительной погрешности измерения массового расхода нефти оформляют в виде протоколов в соответствии приложением А. Допускается оформлять протоколы относительной погрешности измерения массового расхода нефти с использованием ИВК обеспечивающего формирование протоколов поверки МПР по МИ 3151-2008.

7.3 Результаты определения абсолютной погрешности измерения плотности нефти оформляют в виде протокола в соответствии приложением 2 МИ 2403-97.

7.4 Если результат поверки положителен, на СИКН оформляется свидетельство о поверке в соответствии с приложением 1 к Порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815. На обратной стороне свидетельства указываются следующие данные:

- диапазон расходов по СИКН;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений масса нетто нефти.

7.5 Если результат поверки отрицательный, СИКН к эксплуатации не допускается, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с приложением 2 к Порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

Примечание – при документально оформленном плановом выводе из эксплуатации измерительных линий СИКН (консервация, капитальный ремонт и т.д.) допускается оформление положительного результата поверки СИКН в ограниченной комплектности.

Приложение А

Форма протокола относительной погрешности измерения массового расхода нефти

Протокол № _____

Место проведения _____, ИЛ № _____
 СРМ _____, зав. № _____
 ТПУ _____, зав. № _____
 ПП _____, зав. № _____
 ИВК _____, зав. № _____
 Рабочая жидкость _____

Таблица А.1 – Исходные данные

Детекторы	$V_0^{ТПУ}$, м ³	$\delta_{ТПУ}$, %	D, мм	S, мм	E, МПа	α_t , °C ⁻¹	$\Delta t_{ТПУ}$, °C
1	2	3	4	5	6	7	8

Окончание таблицы А.1

$\Delta t_{ПП}$, °C	$\Delta \rho_{ПП}$, кг/м ³	δ_K , %	KF _{конф} , имп/т	ZS, т/ч
9	10	11	12	13

Таблица А.2 – Результаты измерений и вычислений

№точ/ №изм	Q _{ji} , т/ч	Детекто- ры	T _{ji} , с	$t_{ji}^{ТПУ}$, °C	$P_{ji}^{ТПУ}$, МПа	$\rho_{ji}^{ПП}$, кг/м ³	$t_{ji}^{ПП}$, °C
1	2	3	4	5	6	7	8
1/1							
...
1/n ₁							
...
m/1							
...
m/n _m							

Окончание таблицы А.2

№точ/ №изм	$P_{ji}^{ПП}$, МПа	N _{ji} , имп	$V_{npj}^{ТПУ}$, м ³	$\rho_{npj}^{ПП}$, кг/м ³	$M_{ji}^{ТПУ}$, т	M _{ji} , т	MF _{ji}
1	9	10	11	12	13	14	15
1/1							
...
1/n ₁							
...
m/1							
...
m/n _m							

Таблица А.3 – Результаты поверки в точках рабочего диапазона

№ точ.	Q_i , т/ч	MF_j	$S_{диап}^{MF}$, %	$\delta_{мас}$, %	$MF_{диап}$	$K_{гр}$	ε , %	θ_{Σ} , %	δ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1									
...			
m									

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

Подпись лица, проводившего поверку _____ / _____
подпись И.О. Фамилия

Дата проведения поверки « _____ » _____ 20__ г.

Приложение Б

Определение коэффициентов объемного расширения и сжимаемости нефти

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

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

где t – температура нефти, °С;

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

Коэффициент объемного расширения рассчитывают по формуле:

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

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

β_{15} – коэффициент объемного расширения нефти при температуре 15 °С,

1/°С, рассчитываемый по формуле:

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

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

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

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

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

1. Измеренное значение плотности и вычисленные в первом приближении коэффициент объемного расширения и коэффициент сжимаемости подставляют в формулу (Б.4) и определяют значение плотности нефти при 15 °С в первом приближении.

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

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

Приложение В

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

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

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

$n-1$	5	6	7	8	9	10	11	12	13
$t_{(P,n)}$	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,203	2,179	2,162

Продолжение таблицы В.1

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

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

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

$\theta_{\Sigma}/S_{\text{дiana}}^{MF}$	0,5	0,75	1	2	3	4	5	6	7	8
$Z_{(P)}$	0,81	0,77	0,74	0,71	0,73	0,76	0,78	0,79	0,80	0,81

Приложение Г

Определение пределов допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры в условиях эксплуатации СИКН

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры в условиях эксплуатации СИКН определяют по формуле:

$$\Delta t = \sqrt{\Delta t_{TC}^2 + \Delta t_{III}^2 + \Delta t_{дон}^2} \quad (\text{Г.1})$$

где Δt_{TC} – пределы допускаемой абсолютной погрешности термопреобразователя сопротивления, °С;
 Δt_{III} – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерительного преобразователя, °С;
 $\Delta t_{дон}$ – пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерительного преобразователя, °С.

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерительного преобразователя определяют по формуле:

$$\Delta t_{III} = \Delta t_{осн}^{IC} + 0,01 \cdot \gamma_{осн}^{IIII} \cdot (t_{max} - t_{min}) \quad (\text{Г.2})$$

где $\Delta t_{осн}^{IC}$ – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности цифрового сигнала измерительного преобразователя, °С;
 $\gamma_{осн}^{IIII}$ – пределы допускаемой основной приведенной погрешности цифро-аналогового преобразования, % от интервала измерений;
 t_{min}, t_{max} – минимальное и максимальное значения температуры, на которые настроен измерительный преобразователь, °С.

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерительного преобразователя определяют по формуле:

$$\Delta t_{дон} = \Delta t_{дон}^{IC} \cdot \max[20 - t_{min}^{окр}; t_{max}^{окр} - 20] + 0,01 \cdot \gamma_{дон}^{IIII} \cdot (t_{max} - t_{min}) \cdot \max[20 - t_{min}^{окр}; t_{max}^{окр} - 20] \quad (\text{Г.3})$$

где $\Delta t_{дон}^{IC}$ – пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности цифрового сигнала от изменения температуры окружающей среды, °С/1 °С;
 $t_{min}^{окр}, t_{max}^{окр}$ – минимальное и максимальное значения температуры окружающей среды, °С;
 $\gamma_{дон}^{IIII}$ – пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности цифрового сигнала от изменения температуры окружающей среды, % от интервала измерений/1 °С.