

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
« 04 » _____ февраля 2020 г.


Государственная система обеспечения единства измерений


СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ
КАЧЕСТВА НЕФТИ № 597 ПСП «ИГОЛЬСКОЕ»


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 № 597 ПСП «Игольское» (далее – СИКН), заводской номер 597.

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;

МПП – массовый преобразователь расхода;

МХ – метрологические характеристики;

ПО – программное обеспечение;

ПП – преобразователь плотности;

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

Росстандарт – Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии;

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 массового расхода нефти (6.3.2).

2 Средства поверки

2.1 Для определения относительной погрешности 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 Средства измерений, входящие в состав СИКН, поверяют 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 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности», утвержденные Приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 г. № 101;

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 № 597 ПСП «Игольское»;

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 № 597 ПСП «Игольское»;
- 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 ИВК «Октопус-Л» необходимо нажать кнопку «Вниз», далее выбрать пункт «системные параметры», в появившемся меню нажатием кнопки «Вниз» выбрать пункт «сведения о ПО», нажать клавишу «Enter».

Для просмотра идентификационных данных ПО «АРМ оператора «Rate»» необходимо нажать на кнопку «Версия», далее нажать на кнопку «Получить данные о библиотеке».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	ИВК ОКТОПУС-Л	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	Rate АРМ оператора УУН
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v.6.15	2.4.1.1
Цифровой идентификатор ПО	5ED0C426	F0737B4F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	

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, 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. CMF300	МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компак-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»; МИ 3151-2008 «ГСИ. «Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»; МП 45115-16 «ГСИ Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» с изменением № 1, утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 22.12.2016 г.
Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* мод. EJX530A	МП 59868-15 «Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*. Методика поверки» с изменением № 3, утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 11.03.2019 г.
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователи измерительные 644	МИ 2470-2000 «ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы FISHER-ROSEMOUNT, США. Методика периодической поверки» «Преобразователи измерительные 248, 644, 3144P, 3244MV. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2004 г.
Термопреобразователи сопротивления 90 мод. 902820	МП 68302-17 «Термопреобразователи сопротивления серии 90. Методика поверки», утвержденная ООО «ИЦРМ» 25.04.2017 г.
Преобразователь плотности и расхода CDM мод. CDM100P	МП 02-221-2015 «ГСИ. Преобразователи плотности и расхода CDM. Методика поверки», утвержденная ФГУП «УНИИМ» 05.11.2015 г.

Продолжение таблицы 2

1	2
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 04.09.2015 г. МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»;
Комплексы измерительно-вычислительные ОКТОПУС-Л (ОСТОРУС-Л)	МП 0177-2-2014 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-Л»). Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 09.09.2014 г.
Установки поверочные стационарные трубопоршневые Прувер С-100-0,05	МИ 1972-95 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников»
Примечания: 1. При использовании методик поверки, указанных в данной таблице, целесообразно проверить их действие в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений. Если в методику поверки, на которую дана датированная ссылка, внесено изменение, то её применяют с учетом данного изменения в том случае, если действие методики распространяется на ранее выпущенные средства измерений приказом Росстандарта.	

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

6.3.2 Определение относительной погрешности массового расхода нефти

Определение относительной погрешности 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).

При заполнении протокола результаты измерений и вычислений округляют в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3 – Точность представления результатов измерений и вычислений

Параметр	Единица измерений	Количество цифр после запятой
Массовый расход	т/ч	1
Объем	м ³	6
Масса	т	5
Температура	°С	2
Давление	МПа	2
Плотность	кг/м ³	2
Количество импульсов	имп	1
Интервал времени	с	2
СКО	%	3
Погрешность	%	2
Коэффициент коррекции		5
Градуировочный коэффициент	г/с/мкс	2

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:

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

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

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

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.

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

$\rho_{ji}^{ПП}$ – плотность нефти за время i-ого измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, кг/м³;
 β_{ji} – коэффициент объёмного расширения нефти, 1/°С (Приложение 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_{ij}):

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

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} :

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

где $MF_{уст}^{дан}$ – 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 $S_{\text{дуан}}^{MF}$, %:

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

Проверяют выполнение условия:

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

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 $MF_{\text{дуан}}$ по формуле:

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

где m – количество точек разбиения рабочего диапазона.

Вычисляют значение градуировочного коэффициента K_{zp} по формуле

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

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

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

– 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:

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

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

$$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{ТПУ}}^2 + \delta_{\text{ПП}}^2 + \theta_t^2 + \delta_K^2 + \theta_{\text{KFдан}}^2 + \delta_{0\text{мас}}^2} \quad (16)$$

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

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

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

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

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

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

где $\beta_{\text{ж max}}$ – максимальное значение коэффициента сжимаемости нефти, 1/°С;
 $\Delta t_{\text{ТПУ}}$, $\Delta t_{\text{ПП}}$ – 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 K -фактора МПР, %;

θ_{MF} – составляющая систематической погрешности, вызванная усреднением коэффициента коррекции в рабочем диапазоне, %, определяют по формуле:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

где $Q_{k \text{ min}}$ – 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:

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

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

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

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

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

где $t_{0,95}$ – квантиль распределения Стьюдента для количества измерений в 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:

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

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

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

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

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

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;

– в случае, если градуировочная характеристика массомера реализуется в первичном электронном преобразователе в виде постоянного значения градуировочного коэффициента или коэффициента коррекции или в СОИ в виде постоянного значения K -фактора в рабочем диапазоне – уменьшить рабочий диапазон измерений массового расхода;

– в случае, если градуировочная характеристика массомера реализуется в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации – увеличить количество точек разбиения рабочего диапазона (уменьшить поддиапазон) расхода.

При повторном невыполнении данных условий поверку прекращают.

По результатам определения относительной погрешности массового расхода нефти, в зависимости от способа и вида реализации, вводят градуировочную характеристику:

а) в первичный электронный преобразователь МПР в виде постоянного значения $MF_{\text{диап}} = \dots$ (или $K_{\text{гр}} = \dots$);

б) в СОИ в виде постоянного значения $KF_{\text{диап}} = \dots$ имп/т;

в) в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации значений $KF_j = \dots$ имп/т для каждого поддиапазона.

Примечание – В случае наличия действующих свидетельств о поверке массовых преобразователей расхода, допускается определение относительной погрешности массового расхода нефти по п. 6.3.2 не проводить.

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

7.3 Если результат поверки положительный, оформляют свидетельство о поверке СИКН 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.

7.3.1 На обратной стороне свидетельства указываются следующие данные:

- диапазон массового расхода СИКН;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

7.4 Если результат поверки отрицательный, СИКН к эксплуатации не допускают, 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.

Приложение А

Форма протокола определения относительной погрешности 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 , °С ⁻¹	$\Delta t_{ТПУ}$, °С
1	2	3	4	5	6	7	8

Окончание таблицы А.1

$\Delta t_{ТПУ}$, °С	$\Delta \rho_{ТПУ}$, кг/м ³	δ_K , %	КF _{коэф} , 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	$t_{ji}^{ТПУ}$, °С	$P_{ji}^{ТПУ}$, МПа	$\rho_{ji}^{ТПУ}$, кг/м ³	$t_{ji}^{ТПУ}$, °С
1	2	3	4	5	6	7	8
1/1							
...
1/n ₁							
...
m/1							
...
m/n _m							

Окончание таблицы А.2

№точ/ №изм	$P_{ji}^{ТПУ}$, МПа	N _{ji} , имп	$V_{npj}^{ТПУ}$, м ³	$\rho_{npj}^{ТПУ}$, 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							

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:

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

где Δt_{TC} – пределы допускаемой абсолютной погрешности термопреобразователя сопротивления, °С;

$\Delta t_{ИП}$ – 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:

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

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.