

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

СОГЛАСОВАНО

И.о. директора
ФБУ «Тюменский ЦСМ»



Д.С. Чередников
2022 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ
КАЧЕСТВА НЕФТИ СИКН № 599 ПСП «УРМАНСКОЕ»**

Методика поверки

ВЯ.10.1704259.00 МП

С изменением № 1

Тюмень
2022

Разработана



ФБУ «Тюменский ЦСМ»

Начальник отдела МОП

Л.А. Каражова



Инженер по метрологии 2 категории

М.Е. Майоров

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 599 ПСП «Урманское» (далее – СИКН), заводской номер 29.

Инструкция устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки СИКН.

Если очередной срок поверки СИ или ИК массового расхода из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяется только это СИ или ИК массового расхода, при этом поверку СИКН не проводят. Поверку СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с документами на методики поверки, указанными в описании типа СИ. Поверку ИК массового расхода проводят по п. 10 настоящей методики поверки. Допускается поверка СИКН в части отдельных ИК.

Нижний предел массового расхода СИКН определяется как наименьшее значение в котором поверены ИК массового расхода, входящие в состав рабочих ИЛ, но не может быть ниже указанного в описании типа СИКН. Верхний предел диапазона массового расхода СИКН определяется сумма верхних пределов диапазонов массового расхода, в которых поверены ИК массового расхода, входящие в состав рабочих ИЛ, но не может превышать указанного в описании типа СИКН.

По требованию владельца СИКН допускается не проводить поверку части ИК выведенных и эксплуатации распорядительным документом владельца СИКН.

Выполнение требований настоящей методики обеспечивает прослеживаемость СИКН к государственному первичному эталону единицы массы (килограмма), номер ГЭТ 3-2020.

Интервал между поверками СИКН – 1 год.

Интервал между поверками ИК массового расхода – 1 год.

В настоящем документе приняты следующие сокращения:

ИК – измерительный канал;

ИЛ – измерительная линия;

МХ – метрологические характеристики;

ПО – программное обеспечение;

ПУ – поверочная установка;

СКО – среднее квадратическое отклонение;

СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;

СИ – средства измерений;

МНР – массовый преобразователь расхода.

2 ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ

Таблица 1 – Перечень операций поверки

Операции поверки	Ссылка на пункт методики поверки	Необходимость выполнения	
		при первичной поверке	при периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений	7	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	8	Да	Да
Проверка программного обеспечения	9	Да	Да
Определение метрологических характеристик средства измерений	10	Да	Да

3 ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

3.1 Параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать указанным в описании типа СИКН.

3.2 Определение относительной погрешности ИК массового расхода проводят в рабочем диапазоне входящего в его состав МПР, при этом рабочий диапазон не должен превышать диапазон измерений расхода СИКН. Рабочий диапазон МПР указывают в заявке на проведение поверки СИКН.

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

4 ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИАЛИСТАМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМ ПОВЕРКУ

4.1 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику, инструкцию по эксплуатации СИКН и средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда.

5 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ

Таблица 2 – Средства поверки

Ссылка на пункт методики поверки	Требования к средствам поверки	Пример возможного средства поверки
1	2	3
10	Поверочная установка с диапазоном воспроизведения значений расхода, обеспечивающим определение МХ ИК массового расхода – рабочий эталон 1 или 2 разряда согласно государственной поверочной схеме для средств измерений массы и объема жидкости, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256	Трубопоршневая установка ТПУ «Сапфир-М300-6,3», регистрационный номер 23520-02
	Термопреобразователи сопротивления с унифицированным выходным сигналом, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Преобразователи измерительные 644, регистрационный номер 14683-04 Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, регистрационный номер 22257-01
	Преобразователи избыточного давления с унифицированным выходным сигналом, пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5 \%$	Преобразователь давления измерительный 3051, регистрационный номер 14061-04
	Поточный плотномер, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$	Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835, регистрационный номер 15644-01

Продолжение таблицы 2

1	2	3
	Измерительно-вычислительный комплекс, пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования $\pm 0,05 \%$	Комплексы измерительно-вычислительные Октопус-Л (Octopus-L), регистрационный номер 43239-15
Примечание – Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение МХ поверяемых СИ с требуемой точностью		

6 ТРЕБОВАНИЯ (УСЛОВИЯ) ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

6.1 Организация и производство работ проводится в соответствии с утвержденными действующими правилами и нормативными документами:

– в области охраны труда – «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 г. № 197-ФЗ;

– в области промышленной безопасности – Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»; Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; Приказ Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784 «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», а также другими действующими отраслевыми НД;

– в области пожарной безопасности – Федеральный закон от 21.12.1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности»; Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 г. № 390 «Правила противопожарного режима в РФ»; СНиП 21.01-99 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»; НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования»; Федеральный закон от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

– в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Приказ Минтруда России от 24.07.2013 № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»; Приказ Минэнерго России от 13.01.2003 г. № 6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»;

– в области охраны окружающей среды – Федеральный закон от 12.03.2014 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»; Федеральный закон от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

6.2 Помещение СИКН должно содержаться в чистоте, без следов нефти.

6.3 В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрыво- и пожарной опасности по СП 12.13130.2009 помещение блока технологического и помещение блока ПУ относится к категории А, помещение блока аппаратурного – В4, по классу взрывоопасных зон по ПУЭ/ГОСТ 30852.9-2002 помещение блока технологического и помещение блока ПУ – к В-1а/класс 2, по категории и группе взрывоопасных смесей при их возможном образовании по ГОСТ 30852.11-2002 и ГОСТ Р 30852.5-2002 к ПА - ТЗ.

6.4 Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ) VII-е издание».

6.5 В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания СИКН разрабатываются инструкция по эксплуатации СИКН и инструкции по видам работ.

7 ВНЕШНИЙ ОСМОТР СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

- комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;
- на компонентах 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.

8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

8.1 Проверяют наличие сведений о поверке следующих средств измерений, входящих в состав СИКН:

- датчики температуры (термопреобразователи сопротивления в комплекте с измерительными преобразователями), находящиеся в составе БИЛ и БИК;
- датчики избыточного давления, находящиеся в составе БИЛ и БИК;
- поточный влагомер;
- поточный плотномер;
- измерительно-вычислительный комплекс.

8.2 Представители сдающей и принимающей сторон определяют способ (в первичном электронном преобразователе или в СОИ) и вид реализации градуировочной характеристики МПР.

8.3 Проверяют отсутствие газа в измерительной линии, ПУ и ПП, а также в верхних точках трубопроводов.

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

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

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

8.7 Проверяют стабильность температуры рабочей жидкости. Для этого запускают поршень ПУ и регистрируют температуру в ПП, на входе и выходе ПУ. Температуру рабочей жидкости считают стабильной, если ее изменение в системе не превышает 0,2 °С за время прохождения поршня от одного детектора до другого (в двунаправленных ПУ - в обоих направлениях).

8.8 Проводят установку нуля МПР согласно технической документации.

8.9 Проверяют работоспособность средств измерений СИКН без определения МХ.

8.10 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.

9 ПРОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

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

9.2 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».

9.3 Для просмотра идентификационных данных ПО «Rate APM оператора УУН» необходимо нажать на кнопку «Версия», далее нажать на кнопку «Вычислить контрольную сумму».

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

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

Таблица 3 (Измененная редакция, изм. № 1)

9.4 Результат считают положительным, если идентификационные данные ПО соответствуют приведенным в таблице 3.

10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

10.1 Определение относительной погрешности измерительного канала массового расхода

10.1.1 Определение относительной погрешности измерительного канала массового расхода проводят не менее чем в трех точках диапазона (далее – точках расхода), включая минимальное и максимальное значение. В каждой точке расхода проводят не менее пяти измерений.

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

Для каждого i -го измерения в каждой j -й точке расхода проводят регистрируют и записывают в протокол:

- время прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ;
- значение массового расхода;
- количество импульсов, выдаваемое массомером за время одного измерения;
- значения температуры и давления рабочей жидкости в ТПУ;
- значение плотности рабочей жидкости, измеренное поточным плотномером;
- значения температуры и давления рабочей жидкости в поточном плотномере.

10.1.2 Результаты измерений заносят в протокол. Форма протокола приведена в приложении А. При заполнении протокола результаты измерений и вычислений округляют в соответствии с таблицей 4.

Таблица 4 – Точность представления результатов измерений и вычислений

Параметр	Единица измерений	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр
1	2	3	4
Массовый расход	т/ч	1	
Масса	т		6
Объем	м ³		6
Температура	°С	2	
Давление	МПа	2	
Плотность	кг/м ³	2	
Количество импульсов	имп	2	
Интервал времени	с	2	
Погрешность, СКО	%	3	
Коэффициент преобразования	имп/т		5
Коэффициент коррекции		5	

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
Градуировочный коэффициент	г/с/мкс		5
Коэффициент объемного расширения	1/°С	6	
Примечание – если количество импульсов больше 10000, допускается округлять его значение до целого.			

10.1.3 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 объемного 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 10.1.4 или 10.1.5.

10.1.4 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} :

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

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

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

Проверяют выполнение условия:

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

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 $MF_{дуан}$ по формуле:

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

где m – количество точек разбиения рабочего диапазона.

Вычисляют значение градуировочного коэффициента $K_{зр}$ по формуле

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

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

10.1.5 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

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

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 $S_{\text{дан}}^{KF}$, %, 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.

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

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

– при реализации градуировочной характеристики в первичном электронном преобразователе:

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

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

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

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

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

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:

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

где $\beta_{ж\max}$ – максимальное значение коэффициента сжимаемости нефти, $1/^\circ\text{C}$;
 $\Delta t_{ТПУ}$, $\Delta t_{ПП}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности датчиков температуры, используемых для измерения температуры нефти в ТПУ и ПП, соответственно, $^\circ\text{C}$;

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:

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

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

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

θ_{KFk} – составляющая систематической погрешности, обусловленная аппроксимацией градуировочного коэффициента в k -м поддиапазоне расхода, %:

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

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

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

$\delta_{0\text{мас}k}$ – 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 .

10.1.8 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:

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

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

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

– 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).

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

– при реализации градуировочной характеристики в первичном электронном преобразователе:

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

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

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

– 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 неисклученной систематической погрешностей (Приложение В).

11 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

11.1 Результат определения метрологических характеристик измерительного канала массового расхода считают положительным, если значение относительной погрешности измерительного канала, определенная в п. 10.1.9, не превышает $\pm 0,25$ % для рабочей ИЛ и $\pm 0,20$ % 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 ИК 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.

11.2 Результат поверки СИКН считают положительным, если:

- установлено наличие действительных результатов поверки средств измерений, входящих в состав СИКН и перечисленных в п. 8.1 методики;
- получен положительный результат проверки программного обеспечения, предусмотренный п. 9 методики;
- получены положительные результаты определения относительной погрешности измерительных каналов массового расхода, входящих в состав СИКН и находящихся в эксплуатации на момент поверки СИКН, по п. 11.1 или установлено наличие действительных результатов их поверки.

Примечание – Действительность результатов поверки устанавливается в соответствии с п. 4 Порядка проведения поверки средств измерений (приложение № 1 к приказу Минпромторга России от 31.07.2020 № 2510).

11.3 В случае положительного результата поверки СИКН делают вывод соответствии СИКН установленным метрологическим требованиям и пригодности к дальнейшему применению с пределами допускаемой относительной погрешности измерения массы брутто нефти $\pm 0,25 \%$, массы нетто нефти $\pm 0,35 \%$.

12 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

12.1 Сведения о результатах поверки СИКН и ИК массового расхода передают в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

12.2 Результаты определения относительной погрешности ИК массового расхода нефти оформляют по форме приложения А. Допускается оформлять протоколы с использованием ИВК обеспечивающего формирование протоколов поверки МПР по МИ 3151-2008.

12.3 Если результат поверки ИК массового расхода положительный:

12.3.1 Устанавливают новое значение K_m или MF в МПР.

12.3.2 На двух пломбах, установленных на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах МПР, наносят знак поверки, согласно МИ 3002-2006.

12.3.3 В Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений передают сведения о диапазоне расхода нефти ИК массового расхода и о наименованиях, типах и заводских номерах МПР и измерительно-вычислительного комплекса, находящихся в составе ИК.

12.4 Если результат поверки СИКН положительный, в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений передают диапазон расхода нефти СИКН и перечень, содержащий наименования, типы и заводские номера МПР, поточного влагомера, поточного плотномера, измерительно-вычислительного комплекса, датчиков температуры (термопреобразователи сопротивления в комплекте с измерительными преобразователями) и датчиков избыточного давления, находящихся в составе БИЛ и БИК.

12.5 Если результат поверки отрицательный, СИКН к эксплуатации не допускается.

Примечание – Пример наименования измерительного канала «Измерительный канал массового расхода нефти измерительной линии № 1 системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 599 ПСП «Урманское».

Приложение А
(рекомендуемое)

**Форма протокола определения относительной погрешности
измерительного канала массового расхода нефти**

Протокол № _____

Место проведения _____, ИЛ № _____
 МПР _____, зав. № _____
 ПУ _____, зав. № _____
 ПП _____, зав. № _____
 ИВК _____, зав. № _____
 Рабочая жидкость _____

Таблица А.1 – Исходные данные

Детекторы	$V_0^{ТПУ}$, м ³	δ	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 – Значения коэффициентов, использованных при вычислениях

$t_{0,95}$	$Z_{(P)}$

Таблица А.4 – Результаты поверки (при реализации ГХ в ПЭП)

№ точ.	Q_j , т/ч	MF_j	$S_{диап}^{MF}$, %	$\delta_{0мас}$, %	$MF_{диап}$	$K_{гр}$	ε , %	θ_{Σ} , %	δ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1									
...	...	...							
m									

Таблица А.5 – Результаты поверки (при реализации ГХ в СОИ в виде постоянного значения К-фактора)

№ точ.	Q_j , т/ч	$\overline{KF}_j$, имп/т	$S_{диап}^{KF}$, %	$\delta_{0мас}$, %	$KF_{диап}$, имп/т	$\theta_{KF диап}$, %	ε , %	θ_{Σ} , %	δ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1									
...	...	...							
m									

Таблица А.6 – Результаты поверки (при реализации ГХ в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации значений $\overline{KF}_j$)

№ точ.	Q_j , т/ч	$\overline{KF}_j$, имп/т	k	$Q_{k min}$, т/ч	$Q_{k max}$, т/ч	S_k^{KF} , %	$\delta_{0мас k}$, %	$\theta_{KF k}$, %	ε , %	$\theta_{\Sigma k}$, %	δ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1			1								
...	...	...									
...	...	...	m-1								
m			—	—	—	—	—	—	—	—	—

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

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

Фамилия

Дата проведения поверки «_____» _____ 20__ г.

Примечание – При оформлении протокола результаты поверки заносят в одну из таблиц А.4–А.6, в зависимости от способа и вида реализации градуировочной характеристики.

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:

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

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 В.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 $\theta_{\Sigma}/S_{\text{дуан}}^{MF}$ определяют из таблицы В.2.

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

$\theta_{\Sigma}/S_{\text{дуан}}^{MF}$	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