

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 № 1007
ООО «Нефтеперерабатывающий завод «Северный Кузбасс»

Методика поверки

ВЯ.10.1705388.00 МП

Тюмень
2022

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»

[Handwritten signature]

Д.С. Чередников
2022 г.

Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА
И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ СИКН № 1007
ООО «НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД
«СЕВЕРНЫЙ КУЗБАСС»

Методика поверки

ВЯ.10.1705388.00 МП

Тюмень
2022

Разработана



ФБУ «Тюменский ЦСМ»

Начальник отдела МОП

Л.А. Каражова



Инженер по метрологии 2 категории

М.Е. Майоров

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 1007 ООО «Нефтеперерабатывающий завод «Северный Кузбасс», заводской номер 1007.

Методика устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки СИКН путем передачи единицы величины поверяемому средству измерений методом непосредственного сличения. Выполнение требований настоящей методики обеспечивает прослеживаемость СИКН к государственному первичному эталону единицы массы (килограмма) номер ГЭТ 3-2020.

Если очередной срок поверки СИ из состава СИКН, указанного в п. 8.1, наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяется только это СИ, 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.

Нижний предел массового расхода СИКН определяется как наименьшее из значений массового расхода в которых поверены рабочие ИК массового расхода, 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 рабочие ИК массового расхода, но не может превышать указанного в описании типа СИКН.

По требованию владельца СИКН допускается не проводить поверку части ИК, выведенных из эксплуатации распорядительным документов владельца.

В настоящем документе приняты следующие сокращения:

ИК – измерительный канал;

ИЛ – измерительная линия;

МХ – метрологические характеристики;

ПО – программное обеспечение;

ПП – преобразователь плотности;

ПУ – поверочная установка;

СКО – среднее квадратическое отклонение;

СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;

СИ – средство измерений;

МПР – массовый преобразователь расхода.

2 ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Таблица 1 – Перечень операций поверки

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	7
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	8
Проверка программного обеспечения	Да	Да	9
Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	10

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

Поверку средств измерений осуществляют аккредитованные в соответствии с законодательством РФ об аккредитации на проведение поверки средств измерений юридические лица и индивидуальные предприниматели.

5 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ

Таблица 2 – Средства поверки

Операции поверки, требующие применения средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
п. 10.1 Определение относительной погрешности измерительного канала массового расхода	Поверочная установка с диапазоном воспроизведения значений расхода, обеспечивающим определение МХ ИК массового расхода – рабочий эталон 2 разряда согласно государственной поверочной схеме для средств измерений массы и объема жидкости, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256	Установки трубопоршневые поверочные ТПУ Сапфир-Вектор-350, регистрационный номер 70652-18
	Термопреобразователи сопротивления с унифицированным выходным сигналом, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Термопреобразователи сопротивления 90, мод. 902820, регистрационный номер 68302-17
	Преобразователи избыточного давления с унифицированным выходным сигналом, пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5 \%$	Датчики давления Метран-150, мод. Метран-150TG, регистрационный номер 32854-13
	Поточный плотномер, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$	Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835, регистрационный номер 15644-06
	Измерительно-вычислительный комплекс, пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования $\pm 0,05 \%$	Комплексы измерительно-вычислительные Вектор-02, регистрационный номер 62761-15
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 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»; Федеральный закон от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

– в области соблюдения правильной и безопасной 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 10.01.2002 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 аппаратного – 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, БИК и ТПУ;
- датчики избыточного давления, находящиеся в составе БИЛ, БИК и ТПУ;
- поточные влагомеры;
- поточный плотномер;
- измерительно-вычислительный комплекс;
- трубопоршневая поверочная установка.

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 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 Избыточное давление рабочей жидкости в конце технологической схемы поверки рекомендуется устанавливать не менее 0,3 МПа.

8.9 Проводят установку нуля МПР согласно технической документации.

8.10 Проверяют работоспособность средств измерений СИКН без определения МХ.

8.11 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 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».

9.3 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 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	ИВК Вектор-02	АРМ оператора	
Идентификационное наименование ПО	icc mt	calc.dll	Module2.bas
Номер версии (идентификационный номер ПО)	6.4.2	1.1	1.1
Цифровой идентификатор ПО	3555877189	44BAA61F	66F2A061
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32		

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

10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК И ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

10.1 Определение относительной погрешности измерительного канала массового расхода

10.1.1 Определение относительной погрешности измерительного канала массового расхода проводят при крайних значениях диапазона массового расхода и значениях, установленных с интервалом 25-30 % от максимального расхода рабочего диапазона.

Допускается определение метрологических характеристик проводить в трех точках рабочего диапазона: минимальном (Q_{min}), среднем и максимальном (Q_{max}) значениях расхода.

Требуемые значения расхода устанавливают, начиная от Q_{min} в сторону увеличения или от

Q_{max} в сторону уменьшения.

10.1.2 Устанавливают требуемый расход Q_j (т/ч). После установления расхода запускают поршень, измеряют время прохождения поршня по калиброванному участку ПУ и вычисляют значение расхода в j -й точке расхода $Q_{пуj}$ (т/ч) по формуле:

$$Q_{пуj} = \frac{V_0^{пу} \cdot 3600}{T_j} \cdot \rho_j^{пп} \cdot 10^{-3} \quad (1)$$

где $V_0^{пу}$ – вместимость калиброванного участка ПУ, согласно свидетельству о поверке ПУ, м³;
 T_j – время прохождения поршнем калиброванного участка ПУ в j -й точке расхода, с;
 $\rho_j^{пп}$ – плотность рабочей жидкости, измеренная поточным ПП при установлении расхода в j -й точке, кг/м³.

10.1.3 Проверяют выполнение условия:

$$\left| \frac{Q_j - Q_{пуj}}{Q_{пуj}} \right| \cdot 100 \leq 2,0 \% \quad (2)$$

В случае невыполнения условия (2) корректируют расход, контролируя его значение по 10.1.2-10.1.3.

10.1.4 После стабилизации расхода и температуры рабочей жидкости в j -й точке расхода проводят серию измерений, последовательно запуская поршень ПУ.

Количество измерений в каждой j -й точке расхода n_j не менее пяти.

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

- время прохождения поршнем калиброванного участка ПУ;
- значение массового расхода;
- выходную частоту массомера – при реализации градуировочной характеристики массомера в СОИ в виде линейно-кусочной аппроксимации;
- количество импульсов, выдаваемое массомером за время одного измерения;
- средние арифметические значения температуры и давления рабочей жидкости в ПУ, вычисляемые между значениями температуры и давления на входе и выходе ПУ;
- значение плотности рабочей жидкости, измеренное поточным плотномером;
- значения температуры и давления рабочей жидкости в поточном плотномере.

10.1.6 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		4
Масса	т		6
Объем	м ³		6
Температура	°С	2	
Давление	МПа	2	
Плотность	кг/м ³		5
Количество импульсов	имп	2	
Интервал времени	с	2	
Погрешность, СКО	%	3	
Коэффициент коррекции			5
Градуировочный коэффициент	г/с/мкс		5
Примечание – если количество импульсов больше 10000, допускается округлять его значение до целого.			

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

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

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

$$V_{npj}^{ПУ} = V_0^{ПУ} \cdot [1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{ji}^{ПУ} - 20)] \cdot (1 + 0,95 \cdot \frac{P_{ji}^{ПУ} \cdot D}{E \cdot S}) \quad (4)$$

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

$$\rho_{npj}^{ПП} = \rho_{ji}^{ПП} \cdot [1 + \beta_{ji} \cdot (t_{ji}^{ПП} - t_{ji}^{ПУ})] \cdot [1 + \gamma_{ji} \cdot (P_{ji}^{ПУ} - P_{ji}^{ПП})] , \quad (5)$$

$\rho_{ji}^{ПП}$ – плотность нефти за время i -ого измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, измеренное поточным ПП, 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 градуировочной характеристики по 10.1.8 или 10.1.9.

10.1.8 Реализация градуировочной характеристики в первичном электронном преобразователе

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

$$M_{ji} = \frac{N_{ji}}{KF_{конф}} \quad (6)$$

где N_{ji} – количество импульсов выдаваемое МПР при i -ом измерении в j -й точке диапазона измерений массового расхода, имп;
 $KF_{конф}$ – коэффициент преобразования по импульсному выходу, имп/т.

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

$$MF_{ji} = \frac{M_{ji}^{ПУ}}{M_{ji}} \cdot MF_{учм} \quad (7)$$

где $MF_{уст}^{дуан}$ – коэффициент коррекции измерений массы, установленный в МПР по результатам поверки. $MF_{уст}^{дуан} = 1$ для МПР оснащенного ПЭП без функции ввода в его память коэффициента коррекции измерений массы.

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

$$\overline{MF}_j = \frac{\sum_{i=1}^n MF_{ji}}{n_j} \quad (8)$$

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

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

$$S_{дуан}^{MF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n \left(\frac{MF_{ji} - \overline{MF}_j}{\overline{MF}_j} \right)^2}{\sum n_j - 1}} \cdot 100 \quad (9)$$

10.1.8.5 Проверяют выполнение условия:

$$S_{дуан}^{MF} \leq 0,03 \% \quad (10)$$

10.1.8.6 При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений. При невыполнении условия (10) дальнейшую обработку результатов прекращают, выясняют и устраняют причины. Повторно проводят измерения.

10.1.8.7 Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента коррекции $MF_{дуан}$ по формуле:

$$MF_{дуан} = \frac{\sum_{j=1}^m \overline{MF}_j}{m} \quad (11)$$

где m – количество точек разбиения рабочего диапазона.

10.1.8.8 В случае, если МПР не имеет функцию ввода коэффициента коррекции $MF_{дуан}$, вычисляют значение градуировочного коэффициента $K_{зр}$ по формуле

$$K_{зр} = K_{зр}^{ПЭП} \cdot MF_{дуан} \quad (12)$$

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

10.1.9 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

$$KF_{ji} = \frac{N_{ji}}{M_{ji}^{пуч}} \quad (13)$$

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

$$\overline{KF}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} KF_{ji}}{n_j} \quad (14)$$

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

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

$$S_{\partial uan}^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{KF_{ji} - \overline{KF}_j}{\overline{KF}_j} \right)^2}{\sum n_j - 1}} \cdot 100 \quad (15)$$

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

$$S_k^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=k}^{k+1} \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{KF_{ji} - \overline{KF}_j}{\overline{KF}_j} \right)^2}{(n_j + n_{j+1} - 1)_k}} \cdot 100 \quad (16)$$

Оценивают значение $S_{\partial uan}^{KF}$ или S_k^{KF} по аналогии с 10.1.8.5. При необходимости проводят операции по 10.1.8.6.

Если градуировочная характеристика МПР реализуется в виде постоянного значения K -фактора в рабочем диапазоне, то вычисляют среднее значение K -фактора для рабочего диапазона по формуле:

$$KF_{\partial uan} = \frac{\sum_{j=1}^m \overline{KF}_j}{m} \quad (17)$$

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

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

– при реализации градуировочной характеристики в первичном электронном преобразователе:

$$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{ПУ}^2 + \delta_{ПП}^2 + \theta_t^2 + \delta_K^2 + \theta_{MF}^2 + \delta_{0.мас}^2} \quad (18)$$

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

$$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{ПУ}^2 + \delta_{ПП}^2 + \theta_t^2 + \delta_K^2 + \theta_{KF \partial uan}^2 + \delta_{0.мас}^2} \quad (19)$$

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

$$\theta_{\Sigma k} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{ПУ}^2 + \delta_{ПП}^2 + \theta_t^2 + \delta_K^2 + \theta_{KF k}^2 + \delta_{0.мас k}^2} \quad (20)$$

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

$$\delta_{ПП} = \frac{\Delta \rho_{ПП}}{\rho_{ПП \min}} \cdot 100 \quad (21)$$

где $\Delta \rho_{ПП}$ – 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:

$$\theta_t = \beta_{ж\ max} \cdot \sqrt{\Delta t_{ПУ}^2 + \Delta t_{ПП}^2} \cdot 100 \quad (22)$$

где $\beta_{ж\ max}$ – максимальное значение коэффициента объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$ (Приложение Б);
 $\Delta t_{ПУ}$, $\Delta t_{ПП}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности датчиков температуры, используемых для измерения температуры нефти в ПУ и ПП, соответственно, $^\circ\text{C}$;
 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:

$$\theta_{MF} = \left| \frac{\overline{MF}_j - MF_{\partial uan}}{\overline{MF}_{\partial uan}} \right|_{\max} \cdot 100 \quad (23)$$

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

$$\theta_{KF\ \partial uan} = \left| \frac{\overline{KF}_j - KF_{\partial uan}}{\overline{KF}_{\partial uan}} \right| \cdot 100 \quad (24)$$

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

$$\theta_{KF\ k} = 0,5 \cdot \left| \frac{\overline{KF}_j - \overline{KF}_{j+1}}{\overline{KF}_j + \overline{KF}_{j+1}} \right|_{(k)} \cdot 100 \quad (25)$$

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

$$\delta_{0\ mac} = 2 \frac{ZS}{Q_{\min} + Q_{\max}} \cdot 100 \quad (26)$$

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

$$\delta_{0\ mac\ k} = 2 \frac{ZS}{Q_{k\ min} + Q_{k\ max}} \cdot 100 \quad (27)$$

где $Q_{k\ min}$ и $Q_{k\ max}$ – минимальное и максимальное значения расхода в k -м поддиапазоне, т/ч.

10.1.12 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:

$$\varepsilon = t_{0,95} \cdot S_{\partial uan}^{MF} \quad (28)$$

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

$$\varepsilon = t_{0,95} \cdot S_{\partial uan}^{KF} \quad (29)$$

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

$$\varepsilon_k = t_{0,95} \cdot S_k^{KF} \quad (30)$$

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

10.1.13 Относительную погрешность измерительного канала массового расхода в рабочем диапазоне расхода при доверительной вероятности $P=0,95$ вычисляют по формуле:

– при реализации градуировочной характеристики в первичном электронном преобразователе:

$$\delta = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_{\Sigma} + \varepsilon) & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{дуан}}^{MF}} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma} & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{дуан}}^{MF}} > 8 \end{cases}, \quad (31)$$

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

$$\delta = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_{\Sigma} + \varepsilon) & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{дуан}}^{KF}} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma} & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{дуан}}^{KF}} > 8 \end{cases} \quad (32)$$

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

$$\delta_k = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_{\Sigma k} + \varepsilon_k) & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma k}}{S_k^{KF}} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma k} & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma k}}{S_k^{KF}} > 8 \end{cases} \quad (33)$$

где $Z_{(P)}$ – коэффициент, зависящий от соотношения неисключенной систематической погрешности и среднеквадратичного отклонения (Приложение В).

10.2 Результат определения метрологических характеристик измерительного канала массового расхода считают положительным, если значение относительной погрешности измерительного канала, определенная в п. 10.1.13, не превышает $\pm 0,25$ % для рабочих 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.

10.3 Результат поверки СИКН считают положительным, если:

- установлено наличие действительных результатов поверки средств измерений, входящих в состав СИКН и перечисленных в п. 8.1 методики;
- получены удовлетворительные результаты проверки программного обеспечения, предусмотренные 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. 10.2 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).

10.4 В случае положительного результата поверки СИКН делают вывод о 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 $\pm 0,35 \%$.

11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

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

11.2 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.

11.3 Если результат поверки СИКН положительный:

11.3.1 Устанавливают новое значение $K_{гр}$ или MF в МПР.

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

11.3.3 Если результат поверки СИКН положительный, в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений передают сведения о наименованиях, типах и заводских номерах 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, БИК и ТПУ.

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

Приложение А

(рекомендуемое)

Форма протокола определения относительной погрешности
измерительного канала массового расхода нефти

Протокол № _____

Место проведения _____, ИЛ № _____

Сенсор _____, зав. № _____

ПЭП _____, зав. № _____

ПУ _____, зав. № _____

ПП _____, зав. № _____

ИВК _____, зав. № _____

Рабочая жидкость _____

Таблица А.1 – Исходные данные

Детекторы	$V_0^{ПУ}$, м ³	$\delta_{ПУ}$, %	D, мм	S, мм	E, МПа	α_t , °C ⁻¹	$\Delta t_{ПУ}$, °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	$t_{ji}^{ПУ}$, °C	$P_{ji}^{ПУ}$, 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	$V_{прji}^{ПУ}$, м ³	$\rho_{прji}^{ПП}$, кг/м ³	$M_{ji}^{ПУ}$, 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	$\overline{MF}_j$	$S_{\text{диап}}^{MF}$, %	$\delta_{0\text{мас}}$, %	$MF_{\text{диап}}$	$K_{\text{гр}}$	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	$S_{\text{диап}}^{KF}$, %	$\delta_{0\text{мас}}$, %	$KF_{\text{диап}}$, имп/т	$\theta_{KF \text{ диап}}$, %	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	$Q_{k \text{ min}}$, т/ч	$Q_{k \text{ max}}$, т/ч	S_k^{KF} , %	$\delta_{0\text{мас } k}$, %	$\theta_{KF \text{ } k}$, %	ε_k , %	$\theta_{\Sigma k}$, %	δ_k , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1			1								
...	...	...									
...	...	...	m-1								
m			—	—	—	—	—	—	—	—	—

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

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

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

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

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

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

Коэффициенты линейного расширения и значения модуля упругости материала стенок поверочной установки

Коэффициенты линейного расширения и значения модуля упругости материала стенок ПУ приведены в таблице Г.1.

Таблица Г.1 – Коэффициенты линейного расширения и значения модуля упругости

Материал стенок ПУ	Коэффициенты линейного расширения	Модуль упругости
Сталь углеродистая	$11,2 \cdot 10^{-6}$	$2,1 \cdot 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \cdot 10^{-6}$	$2,0 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая	$16,6 \cdot 10^{-6}$	$1,0 \cdot 10^5$

Примечание – Если коэффициенты линейного расширения и значения модуля упругости материала стенок ПУ приведены в ее паспорте, то в расчетах используют паспортные значения.