

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»)

СОГЛАСОВАНО

И.о. директора

ФБУ «Тюменский ЦСМ»



Д.С. Чередников
2021 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ
КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ
ЗАПАДНО-УСТЬ-БАЛЫКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ОАО «СЛАВНЕФТЬ-МЕГИОННЕФТЕГАЗ»
СИКН № 1502**

Методика поверки

ВЯ.10.1704875.00 МП

Тюмень
2021

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 Западно-Усть-Балыкского месторождения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» СИКН № 1502, заводской номер 65.

Инструкция устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки СИКН. Выполнение требований настоящей методики обеспечивает прослеживаемость системы измерений количества и показателей качества нефти Западно-Усть-Балыкского месторождения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» СИКН № 1502 к государственному первичному специальному эталону единицы объемного и массового расхода нефтепродуктов номер ГЭТ 120-2010.

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 (Приложение Ж). 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 из нижних пределов диапазонов массового расхода, на которые поверены ИК массового расхода, но не может быть ниже указанного в описании типа СИКН. Верхний предел диапазона массового расхода СИКН определяется как сумма верхних пределов диапазонов массового расхода, на которые поверены 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 документом владельца.

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;

регистрационный номер – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений;

СКО – среднее квадратическое отклонение;

СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;

СИ – средства измерений;

МПР – 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
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	Установки трубопоршневые Сапфир МН мод. Сапфир МН-100-6,3-0,05, регистрационный номер 41976-09
	Термопреобразователи сопротивления с унифицированным выходным сигналом, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3 \text{ }^\circ\text{C}$	Датчики температуры Rosemount 644, регистрационный номер 63889-16
	Преобразователи избыточного давления с унифицированным выходным сигналом, пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5 \%$	Преобразователи давления измерительные EJX мод. EJX 530, регистрационный номер 28456-09
	Поточный плотномер, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$	Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 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 43724-10

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 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 Подготавливают МПР в соответствии с технической документацией, устанавливают или проверяют установленные коэффициенты, в том числе:

- градуировочный коэффициент МПР;
- коэффициент коррекции МПР;
- значение массового расхода и соответствующее ему значение частоты выходного сигнала МПР или коэффициент преобразования МПР.

8.3 Проверяют или устанавливают в ИВК значение массового расхода и соответствующее ему значение частоты выходного сигнала МПР или коэффициент преобразования МПР, $K_{\text{пм}}$, имп/т, соответствующий установленному значению в преобразователе МПР или вычисленный по формуле:

$$K_{\text{пм}} = \frac{f_M \cdot 3600}{Q_M} \quad (1)$$

где f_M – значение частоты, установленное в преобразователе МПР, Гц;

Q_M – значение массового расхода, установленное в МПР, т/ч.

8.4 Вводят в память ИВК или проверяют введенные ранее данные, необходимые для обработки результатов поверки.

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

8.6 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.

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

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

8.9 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).

8.10 Проводят установку нуля МПР согласно технической документации.

8.11 Проверяют работоспособность средств измерений СИКН без определения МХ.

8.12 Результат считают положительным, если показания средств измерений устойчивые, значения параметров лежат в установленном пределе, в списке внештатных ситуации отсутствуют информация о сбоях систем СИКН, установлено наличие действительных результатов поверки средств измерений, входящих в состав СИКН и перечисленных в п. 8.1 .

9 ПРОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

9.1 Проверяют соответствие номера версии и цифрового идентификатора ПО, указанных в описании типа.

9.1.1 Для просмотра идентификационных данных ПО ИВК «Вектор-02» необходимо в меню ИВК нажать кнопку «Сервис», выбрать пункт «О программе».

9.1.2 Для просмотра идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места оператора необходимо нажать «О программе» в окне «Настройки».

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	ИВК «Вектор-02»	«АРМ Вектор»
Идентификационное наименование ПО	–	–
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4.1	9.13
Цифровой идентификатор ПО	2B217A52	AC7F9EE3
Другие идентификационные данные	–	–

9.2 Результаты считают положительным, если идентификационные данные ПО соответствуют приведенным в таблице 3.

10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

10.1 Определение МХ ИК массового расхода проводят не менее чем при трёх значениях массового расхода рабочей жидкости из диапазона измерений массового расхода, установленного для ИЛ СИКН (далее — точках расхода), включая минимальное и максимальное значение. В каждой точке расхода для рабочих ИЛ проводят не менее пяти измерений, для контрольных ИЛ проводят не менее семи измерений. Последовательность выбора точек расхода может быть произвольной.

10.2 Устанавливают выбранное значение массового расхода по показаниям МПР.

10.3 Проводят предварительное измерение для уточнения значения установленного массового расхода.

Запускают поршень ПУ. После прохождения поршнем второго детектора регистрируют время прохождения поршнем от одного детектора до другого, количество импульсов выходного сигнала МПР, температуру, давление и плотность рабочей жидкости.

Массовый расход рабочей жидкости через МПР вычисляют по формуле (7).

При необходимости проводят корректировку значения массового расхода регулятором расхода или запорной арматурой.

10.4 После стабилизации массового расхода проводят необходимое количество измерений.

10.5 Запускают поршень ПУ. При прохождении поршнем первого детектора ИВК начинает отсчет импульсов выходного сигнала МПР и времени прохождения поршня между детекторами, при прохождении второго детектора – заканчивает.

Для определения средних значений за время измерения (время прохождения поршня между детекторами) ИВК периодически фиксирует значения следующих параметров:

- температуры рабочей жидкости на входе и выходе ПУ;
- давления рабочей жидкости на входе и выходе ПУ;
- температуры рабочей жидкости в ПП;
- давления рабочей жидкости в ПП;
- плотности рабочей жидкости в ПП.

При использовании термометров и манометров с визуальным отсчетом допускается фиксировать температуру и давление один раз за время прохождения поршня.

Если количество импульсов выходного сигнала МПР за время прохождения поршня ПУ между детекторами меньше 10000, то ИВК должен определять количество импульсов с долями импульсов.

Для однонаправленной ПУ прохождение поршня от одного детектора до другого принимают за одно измерение.

Если для двунаправленной ПУ определена вместимость калиброванного участка как сумма вместимостей в обоих направлениях, то за одно измерение принимают движение поршня в прямом и обратном направлении, количество импульсов и время прохождения поршня в прямом и обратном направлениях суммируют.

При наличии у ПУ второй пары детекторов допускается использовать обе пары детекторов.

Результаты измерений заносят в протокол.

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
Массовый расход	т/ч	1	
Объем	м ³		6
Масса	т		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	
Градуировочный коэффициент	г/с/мкс		5
Коэффициент объемного расширения	1/°С	6	
Примечание – Если количество цифр в целой части числа больше рекомендованного количества значащих цифр, то число округляют до целого.			

10.6 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:

$$M_{ПУji} = V_0 \cdot K_{tji} \cdot K_{pji} \cdot \rho_{ППji} \cdot \frac{CTL_{ПУji} \cdot CPL_{ПУji}}{CTL_{ППji} \cdot CPL_{ППji}} \cdot 10^{-3} \quad (2)$$

$$K_{tji} = 1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{ПУji} - 20) \quad (3)$$

$$K_{pji} = 1 + 0,95 \cdot \frac{P_{ПУji} \cdot D}{E \cdot S} \quad (4)$$

$$t_{ПУji} = \frac{t_{ВхПУji} + t_{ВыхПУji}}{2} \quad (5)$$

$$P_{ПУji} = \frac{P_{ВхПУji} + P_{ВыхПУji}}{2} \quad (6)$$

где V_0 – вместимость калиброванного участка ПУ при стандартных условиях, м³;

K_{tji} – коэффициент, учитывающий влияние температуры на вместимость ПУ, для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

K_{pji} – коэффициент, учитывающий влияние давления на вместимость ПУ, для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

$\rho_{ППji}$ – плотность рабочей жидкости за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, кг/м³;

$CTL_{ПУji}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем рабочей жидкости, определенный для температуры рабочей жидкости в ПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (Приложение Б);

$CPL_{пуji}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем рабочей жидкости, определенный для температуры рабочей жидкости в ПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (Приложение Б);

$CTL_{ппji}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем рабочей жидкости, определенный для температуры рабочей жидкости в ПП для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (Приложение Б);

$CPL_{ппji}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем рабочей жидкости, определенный для температуры рабочей жидкости в ПП для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (Приложение Б);

α_t – коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка ПУ, $1/^\circ\text{C}$;

$t_{пуji}$ – среднее значение температуры рабочей жидкости в ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, $^\circ\text{C}$;

$t_{вхпуji}, t_{выхпуji}$ – температура рабочей жидкости на входе и выходе ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, $^\circ\text{C}$;

$P_{пуji}$ – среднее значение избыточного давления рабочей жидкости в ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, МПа;

$P_{вхпуji}, P_{выхпуji}$ – давление рабочей жидкости на входе и выходе ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, МПа;

D – внутренний диаметр калиброванного участка ПУ, мм;

S – толщина стенок калиброванного участка ПУ, мм;

E – модуль упругости материала стенок калиброванного участка ПУ, МПа.

10.7 Массовый расход рабочей жидкости через массомер за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода Q_{ji} , т/ч, вычисляют по формуле:

$$Q_{ji} = \frac{M_{пуji}}{T_{ji}} \cdot 3600 \quad (7)$$

где $M_{пуji}$ – масса рабочей жидкости, определенная с помощью ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;
 T_{ji} – время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, с.

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

$$Q_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} Q_{ji}}{n_j} \quad (8)$$

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

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

$$Q_{min} = \min(Q_j) \quad (9)$$

$$Q_{max} = \max(Q_j) \quad (10)$$

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

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

где N_{ji} – количество импульсов от МПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, имп;

$K_{ПМ}$ – коэффициент преобразования МПР, имп/т.

10.11 Градуировочный коэффициент МПР в рабочем диапазоне массового расхода K_M , г/м/мкс, вычисляют по формуле:

$$K_M = \frac{\sum_{j=1}^m K_{Mj}}{m} \quad (12)$$

$$K_{Mj} = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} K_{Mji}}{n_j} \quad (13)$$

$$K_{Mji} = \frac{M_{ПУji}}{M_{ji}} \cdot K_{Мусм} \quad (14)$$

где K_{Mj} – среднее значение градуировочного коэффициента МПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/м/мкс;

m – количество точек рабочего диапазона измерений массового расхода;

K_{Mji} – значение градуировочного коэффициента МПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/м/мкс;

$K_{Мусм}$ – градуировочный коэффициент, установленный в массомере на момент проведения поверки, г/м/мкс.

10.12 Коэффициент коррекции МПР в рабочем диапазоне массового расхода MF , вычисляют по формуле:

$$MF = \frac{\sum_{j=1}^m MF_j}{m} \quad (15)$$

$$MF_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ji}}{n_j} \quad (16)$$

$$MF_{ji} = \frac{M_{ПУji}}{M_{ji}} \cdot MF_{уст} \quad (17)$$

где MF_j – среднее значение коэффициента коррекции МПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

MF_{ji} – значение коэффициента коррекции МПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

$MF_{уст}$ – коэффициент коррекции, установленный в массомере на момент проведения поверки.

10.13 Оценка СКО результатов измерений в поверяемых точках

СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода S_j , %, вычисляют по формуле:

$$S_j = \left\{ \begin{array}{l} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{Mji} - K_{Mj})^2}{n_j - 1} \cdot \frac{1}{K_{Mj}} \cdot 100} \quad \text{при определении } K_M \\ \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ji} - MF_j)^2}{n_j - 1} \cdot \frac{1}{MF_j} \cdot 100} \quad \text{при определении } MF \end{array} \right. \quad (18)$$

Проверяют выполнение следующего условия:

$$S_j \leq 0,05 \% \quad (19)$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении условия (19) выявляют наличие промахов в полученных результатах вычислений, согласно приложению Г. Выявленный промах исключают и устраняют причины, обуславливающие невыполнение условия (19) и повторно проводят измерения.

10.14 Границу неисключенной систематической погрешности в рабочем диапазоне измерений расхода, Θ , %, вычисляют по формулам:

$$\Theta = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V_0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_\rho^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{ИВК}^2 + \Theta_Z^2 + \Theta_{Mt}^2 + \Theta_{MP}^2} \quad (20)$$

$$\Theta_t = \beta_{max} \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_{ПУ}^2 + \Delta t_{ПП}^2} \quad (21)$$

$$\beta_{max} = \max(\beta_{ji}) \quad (22)$$

$$\Theta_\rho = \frac{\Delta \rho_{ПП}}{\rho_{ППmin}} \cdot 100 \quad (23)$$

$$\rho_{ППmin} = \min(\rho_{ji}) \quad (24)$$

$$\Theta_A = \left\{ \begin{array}{l} \max \left(\left| \frac{K_{Mj} - K_M}{K_M} \right| \cdot 100 \right) \quad \text{при определении } K_M \\ \max \left(\left| \frac{MF_j - MF}{MF} \right| \cdot 100 \right) \quad \text{при определении } MF \end{array} \right. \quad (25)$$

$$\Theta_Z = \left\{ \begin{array}{l} 0 \quad \text{для МПР с коррекцией нуля} \\ \frac{ZS}{Q_{min}} \cdot 100 \quad \text{для МПР без коррекции нуля} \end{array} \right. \quad (26)$$

$$\Theta_{ИВК} = \delta_{ИВК} \quad (27)$$

$$\Theta_{Mt} = \frac{\delta_{tдон} \cdot Q_{min} \cdot \Delta t}{Q_{min}} \quad (28)$$

$$\Delta t = \max[(t_{max} - t_n), (t_n - t_{min})] \quad (29)$$

$$\Theta_{MP} = \left\{ \begin{array}{l} 0 \quad \text{для МПР с коррекцией по давлению} \\ 10 \cdot \delta_{Pдон} \cdot \Delta P \quad \text{для МПР без коррекции по давлению} \end{array} \right. \quad (30)$$

$$\Delta P = \max[(P_{max} - P_n), (P_n - P_{min})] \quad (31)$$

- где $\Theta_{\Sigma 0}$ – граница суммарной неисключенной систематической погрешности ПУ, %;
- Θ_{V0} – граница неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ПУ, %;
- Θ_t – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью преобразователей температуры при измерениях температуры рабочей жидкости в ПУ и ПП, %;
- Θ_ρ – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ПП, %;
- Θ_A – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной аппроксимацией градуировочной характеристики МПР в рабочем диапазоне массового расхода, %;
- $\Theta_{ИВК}$ – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ИВК, %;
- $\delta_{ИВК}$ – пределы допустимой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования МПР ИВК, %;
- Θ_z – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной нестабильностью нуля МПР, %;
- Θ_{Mt} – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной влиянием отклонения температуры рабочей жидкости в условиях эксплуатации МПР от температуры рабочей жидкости при поверке, %;
- Θ_{MP} – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной влиянием отклонения давления рабочей жидкости в условиях эксплуатации МПР от давления рабочей жидкости при поверке, %;
- β_{max} – максимальное значение коэффициента объемного расширения рабочей жидкости за время поверки, $1/^\circ\text{C}$;
- β_{ji} – коэффициент объемного расширения рабочей жидкости для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, $1/^\circ\text{C}$ (Приложение В);
- $\Delta t_{ПУ}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры, установленных в ПУ, $^\circ\text{C}$;
- $\Delta t_{ПП}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователя температуры, установленного около ПП, $^\circ\text{C}$;
- $\Delta \rho_{ПП}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП, $\text{кг}/\text{м}^3$;
- $\rho_{ППmin}$ – минимальное значение плотности рабочей жидкости за время поверки, $\text{кг}/\text{м}^3$;
- $\rho_{ППji}$ – плотность рабочей жидкости за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, $\text{кг}/\text{м}^3$;
- ZS – стабильность нуля МПР, т/ч;
- Q_{min} – нижний предел рабочего диапазона измерений массового расхода СИКН, т/ч;
- $\delta_{дон}$ – значение дополнительной погрешности, обусловленной отклонением температуры нефти при эксплуатации МПР от температуры нефти при поверке, $\%/^\circ\text{C}$;
- $Q_{ном}$ – номинальное значение массового расхода рабочего диапазона измерений, т/ч;
- Δt – максимальное отклонение температуры нефти при эксплуатации МПР от температуры нефти при поверке, $^\circ\text{C}$;

t_n – среднее значение температуры нефти при поверке (среднее значение температуры нефти в ПУ), °С;

t_{min}, t_{max} – нижний и верхний предел рабочего диапазона температур нефти при эксплуатации МПР, °С;

$\delta_{p_{дон}}$ – значение дополнительной погрешности МПР, обусловленной отклонением давления нефти при эксплуатации МПР от давления нефти при поверке, %/ 0,1 МПа;

ΔP – максимальное отклонение давления нефти при эксплуатации МПР от давления нефти при поверке, МПа;

P_n – среднее значение давления нефти при поверке (среднее значение давление нефти в ПУ), МПа.

10.15 СКО среднего значения результатов измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода S_{0j} , %, вычисляют по формуле:

$$S_{0j} = \frac{S_j}{\sqrt{n_j}} \quad (32)$$

10.16 Границу случайной погрешности в рабочем диапазоне измерений массового расхода при доверительной вероятности $P=0,95$ вычисляют по формулам:

$$\varepsilon = \max(\varepsilon_j) \quad (33)$$

$$\varepsilon_j = t_{0,95j} \cdot S_{0j} \quad (34)$$

где ε_j – граница случайной погрешности в j -ой точке рабочего диапазона, %;
 $t_{0,95j}$ – квантиль распределения Стьюдента для количества измерений n_j в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (Приложение Е).

10.17 СКО среднего значения результатов измерения в рабочем диапазоне измерений массового расхода принимают равным значению СКО среднего значения результатов измерения в точке рабочего диапазона измерений массового расхода с максимальным значением границы случайной погрешности.

10.18 Границу относительной погрешности в рабочем диапазоне измерений массового расхода δ , %, определяют по формулам:

$$\delta = \begin{cases} \varepsilon & \text{если } \frac{\Theta}{S_0} < 0,8 \\ K \cdot S_{\Sigma} & \text{если } 0,8 \leq \frac{\Theta}{S_0} \leq 8 \\ \Theta & \text{если } \frac{\Theta}{S_0} > 8 \end{cases} \quad (35)$$

$$K = \frac{\varepsilon + \Theta}{S_0 + S_{\Theta}} \quad (36)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{S_0^2 + S_{\Theta}^2} \quad (37)$$

$$S_{\Theta} = \sqrt{\frac{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V 0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{\rho}^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{ИВК}^2 + \Theta_Z^2 + \Theta_{Mt}^2 + \Theta_{MP}^2}{3}} \quad (38)$$

где K – коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей;

S_{Σ} – суммарное СКО результата измерений, %;

S_{Θ} – СКО суммы неисключенных систематических погрешностей, %.

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. 10.18, не превышает $\pm 0,25$ % для рабочей ИЛ и $\pm 0,20$ % для контрольно-резервной ИЛ.

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;
- получены удовлетворительные результаты проверки программного обеспечения, предусмотренные п. 9.1 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 соответствия 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 нефти передают в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

12.2 Результаты поверки ИК массового расхода нефти оформляют по форме приложения А. Допускается оформлять протоколы с использованием ИВК по МИ 3189-2009.

12.3 Если результат поверки ИК массового расхода положительный, на двух пломбах, установленных на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах МПР наносят знак поверки, в соответствии с МИ 3002-2006.

12.4 Если результат поверки СИКН положительный, в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений передают:

12.4.1 Диапазон расхода нефти СИКН.

12.4.2 Перечень, содержащий наименования, типы и заводские номера МПР, поточного влагомера, поточного плотномера, измерительно-вычислительного комплекса.

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 Западно-Усть-Балыкского месторождения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» СИКН № 1502».

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	$V_0, \text{ м}^3$	$D, \text{ мм}$	$S, \text{ мм}$	$E, \text{ МПа}$	$\alpha_t, \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$	$\Theta_{\Sigma 0}, \%$	$\Theta_{V0}, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8

Продолжение таблицы А.1

$\Delta t_{\text{ПУ}}, \text{ }^\circ\text{C}$	$\Delta t_{\text{ПП}}, \text{ }^\circ\text{C}$	$\Delta \rho_{\text{ПП}}, \text{ кг/м}^3$	$\delta_{\text{ИВК}}, \%$	$K_{\text{ПМ}}, \text{ имп/т}$	$K_{\text{Муств}}, \text{ г/с/мкс}$	$MF_{\text{уст}}$	$Q_{\text{НОМ}}, \text{ т/ч}$
9	10	11	12	13	14	15	16

Окончание таблицы А.1

$ZS, \text{ т/ч}$	$\delta_{\text{доп}}, \text{ } \%/^\circ\text{C}$	$\delta P_{\text{доп}}, \text{ } \%/0,1 \text{ МПа}$	$t_{\text{min}}, \text{ }^\circ\text{C}$	$t_{\text{max}}, \text{ }^\circ\text{C}$	$P_{\text{min}}, \text{ МПа}$	$P_{\text{max}}, \text{ МПа}$
17	18	19	20	21	22	23

Таблица А.2 – Результаты измерений и вычислений

№точ/ №изм	$Q_{ji}, \text{ т/ч}$	Детекто- ры	$T_{ji}, \text{ с}$	$t_{\text{ПУ}ji}, \text{ }^\circ\text{C}$	$P_{\text{ПУ}ji}, \text{ МПа}$	$\rho_{\text{ПП}ji}, \text{ кг/м}^3$	$t_{\text{ПП}ji}, \text{ }^\circ\text{C}$
1	2	3	4	5	6	7	8
1/1							
...
1/n ₁							
...
m/1							
...
m/n _m							

Окончание таблицы А.2

№точ/ №изм	$P_{\text{ПП}ji}, \text{ МПа}$	$\beta_{ji}, \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$	$N_{ji}, \text{ имп}$	$M_{\text{ПУ}ji}, \text{ т}$	$M_{ji}, \text{ т}$	$MF_{ji} (K_{Mji}), \text{ (г/с/мкс)}$
1	9	10	11	12	13	14
1/1						
...
1/n ₁						
...
m/1						
...
m/n _m						

Таблица А.3 – Результаты поверки в точках рабочего диапазона

№ точ.	Q_j , т/ч	K_{mj} , г/м/мкс	n_j	S_j , %	S_{0j} , %	$t_{0,95j}$	ε_j , %
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
...
m							

Таблица А.4 – Результаты поверки в рабочем диапазоне

Q_{min} , т/ч	Q_{max} , т/ч	K_M , г/м/мкс	S_0 , %	ε , %	Θ_A , %	Θ_Z , %	Θ_P , %
1	2	3	4	5	6	7	8

Окончание таблицы А.4

Θ_t , %	t_n , °С	Θ_{M_t} , %	P_n , °С	Θ_{MP} , %	Θ , %	δ , %
9	10	11	12	13	14	15

Заключение: измерительный канал массового расхода
к дальнейшей эксплуатации _____

(годен, не годен)

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

Дата проведения поверки «_____» _____ 20__ г.

Примечание – При определении коэффициента коррекции в столбец 14 таблицы А.2, столбец 3 таблицы А.3, и столбец 3 таблицы А.4 вносят значения коэффициента коррекции, при определении градуировочного коэффициента, в шапки таблиц заносят соответствующие названия столбцов.

Приложение Б

Определение коэффициентов CTL и CPL

Определение коэффициента CTL

Значение коэффициента CTL, учитывающего влияние температуры на объем нефти определяют по формулам:

$$CTL = \exp[-\alpha_{15} \cdot \Delta t \cdot (1 + 0,8 \cdot \alpha_{15} \cdot \Delta t)] \quad (\text{Б.1})$$

$$\alpha_{15} = \frac{613,97226}{\rho_{15}^2} \quad (\text{Б.2})$$

$$\Delta t = t - 15 \quad (\text{Б.3})$$

где ρ_{15} – значение плотности нефти при 15 °С и 0 МПа, кг/м³;

t – значение температуры нефти, °С;

α_{15} – значение коэффициента объемного расширения нефти при 15 °С и 0 МПа, 1/°С;

Определение коэффициента CPL

Значение коэффициента CPL, учитывающего влияние давления на объем нефти определяют по формулам:

$$CPL = \frac{1}{1 - b \cdot P \cdot 10} \quad (\text{Б.4})$$

$$b = \exp\left(-1,62080 + 0,00021592 \cdot t + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \cdot 10^3 \cdot t}{\rho_{15}^2}\right) \cdot 10^{-4} \quad (\text{Б.5})$$

где P – значение избыточного давления нефти, МПа.

Определение плотности нефти при стандартных условиях

Значение плотности нефти при 15 °С и 0 МПа, ρ_{15} , кг/м³ определяют методом последовательного приближения.

1) Определяют значения CTL_{ПП} и CPL_{ПП}, принимая значение ρ_{15} равным значению $\rho_{ПП}$.

2) Определяют значения ρ_{15} , кг/м³:

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{ПП}}{CTL_{ПП} \cdot CPL_{ПП}} \quad (\text{Б.6})$$

где $\rho_{ПП}$ – значение плотности нефти в ПП, кг/м³;

CTL_{ПП} – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для t и ρ_{15} ;

CPL_{ПП} – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для t , P и ρ_{15} ;

3) Определяют значения CTL_{ПП} и CPL_{ПП}, принимая значение ρ_{15} равным значению, полученному по формуле (Б.6).

4) Определяют значение ρ_{15} , кг/м³ по формуле (Б.6):

5) Аналогично пунктам 3 и 4, определяют значения CTL_{ПП}, CPL_{ПП} и ρ_{15} для i -го цикла вычислений и проверяют выполнение условия:

$$|\rho_{15(i)} - \rho_{15(i-1)}| \leq 0,001 \quad (\text{Б.7})$$

где $\rho_{15(i)}$, $\rho_{15(i-1)}$ – значения ρ_{15} , определенные, соответственно, за последний и предпоследний цикл вычислений, кг/м³.

Процесс вычисления продолжают до выполнения условия (Б.7). За значение ρ_{15} принимают последнее значение $\rho_{15(i)}$.

Приложение В

Определение коэффициентов объемного расширения и сжимаемости нефти

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

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

где t – температура нефти, °С;

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

Коэффициент объемного расширения рассчитывают по формуле:

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

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:

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

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

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

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

Измеренное значение плотности подставляют в формулы (В.1) и (В.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 (В.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 (В.1) и (В.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 Г

Методика анализа результатов измерений на наличие промахов

Проверка результатов измерений на один промах по критерию Граббса при определении относительной погрешности измерительного канала массового расхода.

СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, S_{Kj} определяют по формуле

$$S_{Kj} = \left\{ \begin{array}{l} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{Mji} - K_{Mj})^2}{n_j - 1}} \quad \text{при определении } K_M \\ \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ji} - MF_j)^2}{n_j - 1}} \quad \text{при определении } MF \end{array} \right. \quad (\text{Г.1})$$

- где K_{Mj} – среднее значение градуировочного коэффициента МПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/с/мкс;
 K_{Mji} – значение градуировочного коэффициента МПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/с/мкс;
 MF_j – среднее значение коэффициента коррекции МПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
 MF_{ji} – значение коэффициента коррекции МПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
 n_j – количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода.

Примечание – При $S_{Kj} < 0,001$ принимаем $S_{Kj} = 0,001$.

Наиболее выделяющееся соотношение U :

$$U = \left\{ \begin{array}{l} \max \left(\left| \frac{K_{Mji} - K_{Mj}}{S_{Kj}} \right| \right) \quad \text{при определении } K_M \\ \max \left(\left| \frac{MF_{ji} - MF_j}{S_{Kj}} \right| \right) \quad \text{при определении } MF \end{array} \right. \quad (\text{Г.2})$$

Если значение U больше или равно значению h , взятому из таблицы, то результат измерения должен быть исключен как промах.

Таблица Г.1 – Критические значения для критерия Граббса

n	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
h	1,155	1,481	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355	2,412

Приложение Д

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 Д.1.

Таблица Д.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	2,201	2,179	2,162

Продолжение таблицы Д.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

Приложение Е

Определение пределов допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры в условиях эксплуатации СИКН

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

$$\Delta t = \sqrt{\Delta t_{TC}^2 + \Delta t_{ИП}^2 + \Delta t_{доп}^2} \quad (E.1)$$

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

$\Delta t_{ИП}$ – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерительного преобразователя, °С;

$\Delta t_{доп}$ – пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерительного преобразователя, °С.

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерительного преобразователя определяют по формуле:

$$\Delta t_{ИП} = \Delta t_{осн}^{ЦС} + 0,01 \cdot \gamma_{осн}^{ЦАП} \cdot (t_{max} - t_{min}) \quad (E.2)$$

где $\Delta t_{осн}^{ЦС}$ – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности цифрового сигнала измерительного преобразователя, °С;

$\gamma_{осн}^{ЦАП}$ – 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:

$$\Delta t_{доп} = \Delta t_{доп}^{ЦС} \cdot \max[20 - t_{min}^{окр}; t_{max}^{окр} - 20] + 0,01 \cdot \gamma_{доп}^{ЦАП} \cdot (t_{max} - t_{min}) \cdot \max[20 - t_{min}^{окр}; t_{max}^{окр} - 20] \quad (E.3)$$

где $\Delta t_{доп}^{ЦС}$ – 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;

$\gamma_{доп}^{ЦАП}$ – пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности цифрового сигнала от изменения температуры окружающей среды, % от интервала измерений/1 °С.

Приложение Ж
Перечень нормативных документов на поверку средств измерений,
входящих в состав СИКН

Таблица Ж.1 – Перечень нормативных документов на поверку СИ, входящих в состав СИКН

Наименование СИ	Методика поверки
Датчики температуры 644	«Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМС» в августе 2008 г.
Датчики температуры Rosemount 644	МП 4211-024-2015 «Датчики температуры Rosemount 644, 3144Р. Методика поверки» с изменением № 1 утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 23.10.2018 г.
Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644	ИМС УН.001 Д6 «Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ моделей 65-244, 65-644, 65-3144, 65-3244. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 31.10.2003 г.
Преобразователи давления измерительные ЕЖХ модели ЕЖХ 530	«ГСИ. Преобразователи давления измерительные ЕЖХ. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» в 2004 г.
Преобразователи (датчики) давления измерительные ЕЖ* модификации ЕЖХ (серия А) модель 530	МП 59868-15 «Преобразователи (датчики) давления измерительные ЕЖ*. Методика поверки» с изменением № 3, утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 11.03.2019 г.
Преобразователи давления измерительные ЕЖА-Е мод. ЕЖА530Е	МП 207.1-031-2016 «Преобразователи давления измерительные ЕЖА-Е моделей ЕЖА110Е, ЕЖА430Е, ЕЖА510Е, ЕЖА530Е. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 08.12.2016 г.
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки» МП 0309-6-2015 «Инструкция ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИР» 04.09.2015 года.
Комплекс измерительно-вычислительный «Вектор-02»	4222.010.35349845 МП «Инструкция ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный «ВЕКТОР-02». Методика поверки», утвержденная ФБУ «Тюменский ЦСМ» в декабре 2009 г.
Примечание – 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.	