

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ВСЕРОССИЙСКИЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
ИМ. Д. И. МЕНДЕЛЕЕВА»

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ «ВСЕ-
РОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им. Д. И. МЕНДЕЛЕЕВА»
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева»

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель директора филиала



А.С. Тайбинский


Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ (СИКН)
НА ВЫХОДЕ ПСП «САХАЛИН-1»

Методика поверки

МП 1413-9-2022

Заместитель начальника
научно-исследовательского отдела


Д.И. Целищев
Тел.отдела: (843) 272-01-91

г. Казань

2022

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ	А.А. Горынцев
СОГЛАСОВАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) на выходе ПСП «Сахалин-1» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

1.2 В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 - Метрологические требования к СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 24,6 до 164,2*
Пределы относительной погрешности СИКН при измерениях массы брутто нефти, %	±0,20
Пределы относительной погрешности СИКН при измерениях массы нетто нефти, %	±0,30
*Допускается выполнять поверку СИКН в диапазоне массового расхода в соответствии с п. 1.6 настоящей методики	

1.3 СИКН соответствует требованиям к средству измерений (далее – СИ), установленным Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной Приказом Росстандарта от 7 февраля 2018 года № 256, и прослеживается к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019.

1.4 Метрологические характеристики СИ, входящих в состав СИКН, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ). Метрологические характеристики СИКН определяются на месте эксплуатации расчетным методом. При отсутствии сведений о поверке СИ из состава измерительного канала массового расхода (далее – ИК массового расхода) допускается определение метрологических характеристик ИК массового расхода комплектным методом. При наличии сведений о поверке СИ из состава ИК массового расхода определение метрологических характеристик ИК массового расхода не проводят.

1.5 Если очередной срок поверки СИ (измерительного компонента) из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической поверки СИ, поверяется только это СИ, при этом поверку СИКН не проводят.

1.6 Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечивающимся при поверке диапазоне измерений, но не более указанного в описании типа, с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Фактический диапазон измерений СИКН не может превышать диапазон измерений, указанный в описании типа СИКН. Поверку в фактически обеспечивающимся диапазоне проводят на основании письменного заявления владельца средств измерений или лица, представившего их на поверку, оформленного в произвольной форме.

2 Перечень операций поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Операции поверки

Наименование операции	Номер раздела методики поверки	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр СИКН	7	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование СИКН	8	Да	Да

Продолжение таблицы 2

Наименование операции	Номер раздела методики поверки	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Подтверждение соответствия программного обеспечения	9	Да	Да
Определение метрологических характеристик СИКН	10	Да	Да
Подтверждение соответствия СИКН метрологическим требованиям	11	Да	Да

3 Требования к условиям проведения поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями документов на методику поверки СИ, входящих в состав СИКН.

Измеряемая среда – нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия».

Характеристики СИКН и измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 3.

Соответствие характеристик измеряемой среды значениям в таблице 3 проверяют по данным отчетных документов.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон температуры рабочей среды, °С	от +5 до +55
Диапазон давления нефти, МПа	от 6,5 до 12,6
Диапазон плотности нефти при 20 °С, кг/м ³ (градусы API)	от 855,8 до 897 (от 26 до 38)
Вязкость кинематическая при 40 °С, мм ² /с (сСт), не более	10,0
Массовая доля воды в нефти, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	40
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное), 220±22 (однофазное) 50±1
Климатические условия эксплуатации СИКН:	
– температура в технологическом блоке, °С, не менее	+5
– температура в блоке аппаратурном, °С	от +15 до +24
Срок службы, лет, не менее	20

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

К поверке допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, руководство по эксплуатации СИКН и прошедшие инструктаж по охране труда.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

5.1 Метрологические и технические требования к средствам поверки, которые применяются для поверки счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion и измерительных каналов массового расхода (массы) нефти, приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Метрологические и технические требования к средствам поверки

№ п. методики поверки	Наименование средства поверки	Характеристика точности	Рекомендуемые средства поверки
п.10.1, п.10.2	Рабочие эталоны 1-го разряда в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 (далее – эталон)	Диапазон измерений до 200 т/ч ($m^3/ч$), доверительные границы суммарной погрешности от 0,06 до 0,1 %	Установка эталонная мобильная ПАКВиК-2 (регистрационный № 71746-18)
п. 10.1	Рабочие эталоны 2-го разряда в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256	Диапазон измерений до 200 т/ч ($m^3/ч$), доверительные границы суммарной погрешности 0,11 %	Установка поверочная массомерная УПМ (регистрационный № 67255-17)

5.2 Допускается применение аналогичных указанным в таблице 4 средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion с требуемой точностью.

5.3 Метрологические и технические требования к средствам поверки, которые применяются для оценки соответствия и подтверждения соответствия метрологических характеристик СИ (измерительных компонентов), входящих в состав СИКН, указаны в утвержденных методиках поверки для соответствующего СИ.

6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

6.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми документами;

- в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»);

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;

- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

6.2 Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

6.3 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.0-2019 «Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования».

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.

7 Внешний осмотр СИКН

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКН.

7.1 Комплектность СИКН должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации.

7.2 При проверке внешнего вида СИКН должны выполняться следующие требования:

- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений, препятствующих ее применению и проведению поверки;

- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации;

- СИ, входящие в состав СИКН, должны быть снабжены средствами защиты (пломбировки) в соответствии с описанием типа на средства измерения, эксплуатационной документацией или МИ 3002-2006 «Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

СИКН, не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

8 Подготовка к поверке и опробование СИКН

8.1 Подготовку средств поверки и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Проверяют наличие в ФИФ ОЕИ информации о положительных результатах поверки средств поверки, а также наличие на средствах поверки действующих знаков поверки, если это предусмотрено их описанием типа.

Для средств поверки, аттестованных в качестве эталонов, в ФИФ ОЕИ проверяют информацию о периодической аттестации.

Собирают и заполняют нефтью технологическую схему. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек нефти через фланцевые, резьбовые и уплотнительные соединения элементов технологической схемы СИКН. На элементах технологической схемы СИКН не должно наблюдаться следов нефти. При обнаружении следов нефти поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки.

8.2 Опробование

Опробуют СИКН путем увеличения или уменьшения расхода измеряемой среды в пределах рабочего диапазона измерений.

Результаты опробования считаются удовлетворительными, если при увеличении или уменьшении расхода измеряемой среды соответствующим образом изменялись показания на соответствующих средствах отображения информации.

8.3 Проверка герметичности СИКН

Проверку герметичности СИКН проводят согласно эксплуатационной документации на СИКН.

8.4 Перед поверкой СИКН комплектным методом выполняют следующие операции:

- проверяют отсутствие свободного газа (воздуха) в гидравлической системе путём открытия запорной арматуры, размещённой в высших точках трубопровода гидравлической системы;

- проверяют значения максимального расхода и частоты, соответствующей максимальному расходу, установленному в измерительном преобразователе поверяемого СРМ и СРМ в составе ПУ;

– проверяют значение коэффициента коррекции (MF_3), установленное в измерительном преобразователе СРМ в составе ПУ; значение MF_3 должно соответствовать указанному в протоколе поверки СРМ в составе ПУ;

– проверяют значение коэффициента коррекции (MF_p), установленное в измерительном преобразователе поверяемого СРМ; значение MF_p должно соответствовать указанному в протоколе поверки поверяемого СРМ;

– проверяют значение градуировочного коэффициента (K_m , г/с/мкс), установленное в измерительном преобразователе СРМ в составе ПУ (значение K_m должно соответствовать указанному протоколе поверки СРМ в составе ПУ).

Проводят установку нуля поверяемого СРМ и СРМ в составе ПУ в соответствии с требованиями технической документации и, соблюдая следующие условия:

– до установки нуля поверяемый оба СРМ должны находиться во включенном состоянии не менее 1 часа;

– при установке нуля гидравлическая система должна быть заполнена рабочей средой;

– задвижки после поверяемого СРМ и СРМ в составе ПУ должны быть закрыты и проверены на отсутствие протечек;

– после закрытия задвижек необходимо выждать не менее одной минуты для успокоения рабочей среды в датчиках, устранить возможные причины возникновения движения рабочей среды в датчиках.

СИКН считается выдержавшей проверку, если на элементах и компонентах СИКН нет следов протечек нефти или снижения давления.

9 Подтверждение соответствия программного обеспечения

9.1 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО СИКН сведениям, приведенным в описание типа СИКН.

9.1.1 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительных Floboss S600+ (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством по эксплуатации.

9.1.2 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора проводят в соответствии с руководством оператора.

9.2 Результат считают положительным, если идентификационные данные ПО СИКН соответствуют указанным в описании типа СИКН.

10 Определение метрологических характеристик СИКН

10.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН

У СИ, входящих в состав СИКН, проверяют наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФ ОЕИ и действующих знаков поверки, если нанесение знаков поверки на СИ предусмотрено их описаниями типа.

Перечень СИ, входящих в состав СИКН, приведен в описании типа СИКН.

Результат проверки считают положительным, если СИ, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки.

При отсутствии сведений о поверке СИ из состава ИК массового расхода и наличии сведений о положительных результатах поверки остальных СИ, входящих в состав СИКН, допускается определять метрологические характеристики ИК массового расхода комплектным методом в соответствии с п. 10.3. При наличии сведений о поверке СИ из состава ИК массового расхода определение метрологических характеристик ИК массового расхода не проводят.

10.2 Определение диапазона измерений массового расхода нефти СИКН

Определение диапазона измерений массового расхода СИКН проводят путем анализа результатов поверки счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion CMF, установленных на измерительных линиях СИКН, или определения метрологических характеристик ИК массового расхода

да. За минимальное значение расхода через СИКН принимают наименьшее из значений массового расхода через измерительную линию (основную или резервную). За максимальное значение расхода через СИКН принимают наибольшее значение массового расхода через измерительную линию (основную или резервную). Диапазон измерений массового расхода, полученный при поверке, не может превышать указанный в описании типа.

10.3 Определение метрологических характеристик ИК массового расхода нефти

10.3.1 Определение метрологических характеристик ИК массового расхода нефти проводят не менее чем в трех точках диапазона измерений массового расхода, установленного для СИКН: например, Q_{\max} , Q_{\min} , $0,5 \cdot (Q_{\max} + Q_{\min})$, где Q_{\max} и Q_{\min} – максимальное и минимальное значения массового расхода, соответственно, т/ч.

10.3.2 Определяют следующие метрологические характеристики:

- коэффициенты коррекции в точках диапазона измерений массового расхода (MF_j) и диапазоне измерений массового расхода (MF);
- коэффициенты преобразования в точках диапазона измерений массового расхода (K_j , имп/т) и диапазоне измерений массового расхода (K , имп/т);
- среднее квадратическое отклонение (СКО) результатов измерений в точках диапазона измерений массового расхода (S_j , %);
- относительную погрешность счетчика-расходомера массового (далее - СРМ) в диапазоне измерений массового расхода (δ_M , %), в k -м поддиапазоне ($\delta_{МПДk}$, %).

10.3.3 Проверяют значение коэффициента преобразования ($K_{нпр}$, имп/т), соответствующее максимальному массовому расходу и установленное в поверяемом СРМ. Значение коэффициента преобразования определяют по формуле

$$K_{нпр} = \frac{f_{p\max} \times 3600}{Q_{p\max}}, \quad (1)$$

где $f_{p\max}$ – максимальная частота выходного сигнала поверяемого СРМ, соответствующая максимальному массовому расходу поверяемого СРМ, Гц;

$Q_{p\max}$ – максимальный массовый расход поверяемого СРМ, т/ч.

10.3.4 Последовательность установки значений массового расхода может быть выбрана как от меньших значений к большим, так и наоборот.

10.3.5 В каждой точке диапазона измерений массового расхода проводят не менее 5 измерений.

10.3.6 При каждом значении массового расхода измеряют массу рабочей среды поверочной установкой (далее - ПУ) и поверяемым СРМ.

10.3.7 В момент начала измерения одновременно начинается счёт электрических импульсов, генерируемых ПУ и поверяемым СРМ, при помощи СОИ, входящего в состав СИКН. В момент окончания измерения счёт электрических импульсов прекращается также одновременно.

10.3.8 Начало измерения осуществляется по команде оператора. Окончание измерения осуществляется автоматически, после того как через ПУ пройдёт заданная масса рабочей среды, значение которой предварительно вводится в СОИ, входящий в состав СИКН. Заданное значение массы рабочей среды при i -ом измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений должно соответствовать числу импульсов с СРМ и поверяемого СРМ, которое должно составлять не менее 10000 импульсов.

10.3.9 При каждом измерении в данной точке диапазона измерений массового расхода регистрируют массу рабочей среды, измеренную ПУ и поверяемым СРМ ($M_{ij}^э$, M_{ij} , т), а также значения температуры и давления рабочей среды в измерительной линии с поверяемым СРМ.

10.3.10 Результаты измерений заносят в протокол произвольной формы.

10.3.11 Коэффициент коррекции поверяемого СРМ (MF_{ij}) при i -ом измерении в j -й точке диапазона измерений массового расхода определяют по формуле

$$MF_{ij} = \frac{M_{ij}^{\text{э}}}{M_{ij}}, \quad (2)$$

где $M_{ij}^{\text{э}}$ – масса рабочей среды, измеренная ПУ при i -ом измерении в j -й точке диапазона измерений массового расхода, т, вычисляется по формуле

$$M_{ij}^{\text{э}} = \frac{N_{эij}}{K_{эij}}, \quad (3)$$

где $N_{эij}$ – количество импульсов, поступившее с СРМ в составе ПУ при i -ом измерении в j -й точке диапазона измерений массового расхода, имп.;

$K_{эij}$ – коэффициент преобразования СРМ в составе ПУ, вычисленный по градуировочной характеристике, имп/т.

M_{ij} – масса рабочей среды, измеренная поверяемым СРМ при i -ом измерении в j -й точке диапазона измерений массового расхода, т, вычисляется по формуле

$$M_{ij} = \frac{N_{pij}}{K_p} = \frac{N_{pij}}{K_{нmp}} \times MF_p, \quad (4)$$

где N_{pij} – количество импульсов, поступившее с поверяемого СРМ при i -ом измерении в j -й точке диапазона измерений массового расхода, имп.;

K_p – коэффициент преобразования поверяемого СРМ, вычисленный по градуировочной характеристике, имп/т;

MF_p – коэффициент коррекции поверяемого СРМ, введенный в измерительный преобразователь по результатам предыдущей поверки.

10.3.12 Среднее значение коэффициента коррекции поверяемого СРМ (MF_j) в j -й точке диапазона измерений массового расхода вычисляют по формуле

$$MF_j = \frac{\sum_{i=1}^n MF_{ij}}{n}, \quad (5)$$

где n – количество измерений в j -й точке диапазона измерений массового расхода ($n \geq 5$).

10.3.13 Среднее значение коэффициента коррекции поверяемого СРМ (MF) в диапазоне измерений массового расхода определяют по формуле

$$MF = \frac{\sum_{j=1}^m MF_j}{m}, \quad (6)$$

где m – количество точек диапазона измерений массового расхода.

10.3.14 Коэффициент преобразования поверяемого СРМ (K_{ij} , имп/т) при i -ом измерении в j -й точке диапазона измерений массового расхода вычисляют по формуле

$$K_{ij} = \frac{N_{pij}}{M_{ij}^{\text{э}}}. \quad (7)$$

10.3.15 Среднее значение коэффициента преобразования поверяемого СРМ (K_j , имп/т) в j -й точке диапазона измерений массового расхода вычисляют по формуле

$$K_j = \frac{\sum_{i=1}^n K_{ij}}{n}. \quad (8)$$

10.3.16 Среднее значение коэффициента преобразования поверяемого СРМ (K , имп/т) в диапазоне измерений массового расхода вычисляют по формуле

$$K = \frac{\sum_{j=1}^m K_j}{m}. \quad (9)$$

10.3.17 СКО результатов измерений (S_j , %) в j -й точке диапазона измерений массового расхода вычисляют по формуле

$$S_j = \frac{1}{MF_j} \times \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (MF_{ij} - MF_j)^2}{n-1}} \cdot 100. \quad (10)$$

10.3.18 Проверяют выполнение следующего условия

$$S_j \leq 0,03 \%. \quad (11)$$

10.3.19 При невыполнении условия (11) выявляют наличие грубых промахов в полученных результатах измерений. При отсутствии грубых промахов проверяют правильность монтажа и подключения поверяемого СРМ и производят повторную установку нуля. Если же условие (11) снова не выполняется, то поверяемый СРМ подлежит профилактическому осмотру.

10.3.20 Грубые промахи в полученных результатах измерений выявляют следующим образом

$$S_{Kj} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (MF_{ij} - MF_j)^2}{n-1}}, \quad (12)$$

$$U = \frac{MF_{ij \max} - MF_j}{S_{Kj}}, \quad (13)$$

$$U = \frac{MF_j - MF_{ij \min}}{S_{Kj}}, \quad (14)$$

где S_{Kj} – СКО результатов измерений, необходимое для определения грубых промахов в полученных результатах измерений;

U – величина, необходимая для определения грубых промахов в полученных результатах измерений;

$MF_{ij \max}$ – коэффициент коррекции поверяемого СРМ, имеющий максимальное значение, в j -й точке диапазона измерений массового расхода;

$MF_{ij \min}$ – коэффициент коррекции поверяемого СРМ, имеющий минимальное значение, в j -й точке диапазона измерений массового расхода.

10.3.21 Если выполняется следующее условие

$$U \geq h, \quad (15)$$

то результат измерений исключают как грубый промах, в противном случае результат измерений не исключают.

Значение h при $P = 0,95$ и n измерениях выбирают из таблицы 5.

Вместо исключённого, как грубый промах, измерения проводят дополнительное измерение.

Таблица 5 – Значение критерия h при $P=0,95$

n	5	6	7	8	9	10
h	1,715	1,887	2,02	2,126	2,215	2,29

Примечание – Если $S_{kj} < 0,001$, то принимают $S_{kj} = 0,001$.

10.3.22 Границы случайной составляющей погрешности поверяемого СРМ (ε_j , %) в j -й точке диапазона измерений массового расхода вычисляют по формуле

$$\varepsilon_j = t_{0,95} \times \frac{S_j}{\sqrt{n}}, \quad (16)$$

где $t_{0,95}$ – квантиль распределения Стьюдента при доверительной вероятности $P = 0,95$ (см. таблицу 6).

Таблица 6 – Значения квантиль распределения Стьюдента

n	5	6	7	8	9	10
$t_{0,95}$	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262

10.3.23 При реализации градуировочной характеристики в виде постоянного значения коэффициента коррекции в диапазоне измерений массового расхода в j -й точке диапазона измерений массового расхода границы неисключенной систематической составляющей погрешности поверяемого СРМ (Θ_j , %) вычисляют по формуле

$$\Theta_j = \frac{MF_j - MF}{MF} \times 100. \quad (17)$$

10.3.24 При реализации градуировочной характеристики в виде ломаной линии границы неисключенной систематической составляющей погрешности поверяемого СРМ ($\Theta_{\text{пдк}}$, %) в k -ом поддиапазоне вычисляют по формуле

$$\Theta_{\text{пдк}} = \frac{1}{2} \times \left| \frac{MF_j - MF_{j+1}}{MF_j + MF_{j+1}} \right| \times 100. \quad (18)$$

10.3.25 Для СРМ границы дополнительной погрешности (Θ_t , %), обусловленной изменением температуры рабочей среды при последующей эксплуатации поверяемого СРМ в составе СИКН, определяют по формуле

$$\Theta_t = \frac{K_t \times Q_{\text{ном}} \times \Delta_t}{Q_{\text{min}}}, \quad (19)$$

где K_t – дополнительная погрешность по температуре, %/°C, (из технической документации на поверяемый СРМ);

$Q_{\text{ном}}$ – номинальный массовый расход поверяемого СРМ, т/ч, (из технической документации на поверяемый СРМ);

Q_{min} – минимальный массовый расход поверяемого СРМ, т/ч;

Δ_t – максимально возможное изменение температуры рабочей среды при последующей эксплуатации поверяемого СРМ в составе СИКН, °C.

10.3.26 Максимально возможное изменение температуры (Δ_t , °C) рабочей среды при последующей эксплуатации поверяемого СРМ в составе измерительной системы определяют по формуле

$$\Delta_t = |t_{P_{\text{max}}} - t_{\text{п}}|, \quad (20)$$

где $t_{P_{\text{max}}}$ – максимальная температура рабочей среды при последующей эксплуатации поверяемого СРМ в составе СИКН, °C;

t_{II} – среднее значение температуры рабочей среды при проведении поверки СРМ, °С, вычисляется по формуле

$$t_{II} = \frac{\sum_{i=1, j=1}^{n, m} t_{ij}}{n \times m}, \quad (21)$$

где t_{ij} – температура рабочей среды при i -ом измерении в j -й точке, °С.

10.3.27 При введении коэффициента коррекции MF' в измерительный преобразователь поверяемого СРМ его значение определяется по формуле

$$MF' = MF_p \times MF \quad (22)$$

10.3.28 При введении градуировочного коэффициента K'_m в измерительный преобразователь поверяемого СРМ его значение определяется по формуле

$$K'_m = K_m \times MF \quad (23)$$

10.3.29 Относительную погрешность поверяемого ИК массового расхода (массы) нефти в диапазоне измерений массового расхода (δ_M , %) вычисляют по формуле

$$\delta_M = 1,1 \times \sqrt{\delta_{\Delta}^2 + \Theta_{j \max}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_N^2} + \varepsilon_{j \max}. \quad (24)$$

где δ_{Δ} – пределы допускаемой относительной погрешности ПУ, %;

$\Theta_{j \max}$ – границы неисключенной систематической составляющей погрешности поверяемого СРМ, обусловленной усреднением коэффициента коррекции и имеющей максимальное значение в диапазоне измерений массового расхода, %;

Θ_N – пределы допускаемой относительной погрешности счёта импульсов СРМ с помощью измерительно-вычислительного комплекса, входящего в состав СИКН, %;

$\varepsilon_{j \max}$ – границы случайной составляющей погрешности поверяемого СРМ, имеющей максимальное значение в диапазоне измерений массового расхода, %, определяют по формуле

$$\varepsilon_{j \max} = \max(\varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots, \varepsilon_m), \quad (25)$$

где $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots, \varepsilon_m$ – значения случайных составляющих погрешности в точках расхода диапазона измерений, %.

10.3.30 Относительную погрешность поверяемого ИК массового расхода (массы) нефти при реализации градуировочной характеристики СРМ в виде ломаной линии в k -ом поддиапазоне измерений массового расхода ($\delta_{МПДk}$, %) вычисляют по формуле

$$\delta_{МПДk} = 1,1 \times \sqrt{\delta_{\Delta}^2 + \Theta_{ПДk \max}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_N^2} + \varepsilon_{ПДk \max}. \quad (26)$$

где $\Theta_{ПДk \max}$ – границы неисключенной систематической составляющей погрешности поверяемого СРМ и имеющей максимальное значение в k -ом поддиапазоне измерений массового расхода, %;

$\varepsilon_{ПДk \max}$ – границы случайной составляющей погрешности поверяемого СРМ, имеющей максимальное значение в k -ом поддиапазоне измерений массового расхода, %, определяют по формуле

$$\varepsilon_{ПДk \max} = \max(\varepsilon_j, \varepsilon_{j+1}), \quad (27)$$

где $\varepsilon_j, \varepsilon_{j+1}$ – значения случайных составляющих погрешности в точках расхода k -го поддиапазона измерений, %.

10.3.31 Результат считают положительным, если относительная погрешность для ИК массового расхода нефти не превышает $\pm 0,20$ %.

10.4 Определение относительной погрешности измерений массы брутто и массы нетто нефти

10.4.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти, δM , %, принимают равной относительной погрешности измерений СРМ в соответствии с результатами поверки или ИК массового расхода, определенных по п.10.3 настоящей методики, входящих в состав СИКН.

10.4.2 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти, δM_n , %, определяют в соответствии с документом «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) на выходе ПСП «Сахалин-1» ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз» (свидетельство об аттестации № 017-RA.RU.312655-2022 от 17.02.2022). Регистрационный номер в Федеральном реестре методик измерений ФР.1.29.2022.42706.

10.4.3 Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,20$ %, значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,30$ %.

11 Подтверждение соответствия СИКН метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по п. 10 методики поверки, а именно:

- СИ, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки;

- значение относительной погрешности измерений массы нефти с применением измерительного канала массового расхода нефти не превышает $\pm 0,20$ %.

- значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,20$ %;

- значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,30$ %;

СИКН считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.

12 Оформление результатов поверки

Результаты поверки СИКН передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

При проведении поверки СИКН в фактически обеспечиваемом диапазоне измерений, менее указанного в описании типа, информация об объеме проведенной поверки передается в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

По заявлению владельца СИКН или лица, представившего СИКН на поверку, при положительных результатах поверки выдается свидетельство о поверке в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510, или в случае отрицательных результатов поверки выдается извещение о непригодности применения СИКН.

Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают.