



ООО Центр Метрологии «СТП»
Регистрационный № RA.RU.311229 выдан 30.07.2015 г.

«УТВЕРЖДАЮ»
Технический директор
ООО Центр Метрологии «СТП»
 И.А. Яценко
« 4 » _____ 2015 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти №1516 ПСП
«Марковское» ООО «Иркутская Нефтяная компания»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

16-311229-2015

з.р. 63109-16

г. Казань
2015

СОДЕРЖАНИЕ

1 Введение	3
2 Операции поверки	5
3 Средства поверки	6
4 Требования к технике безопасности и требования к квалификации поверителей	6
5 Условия поверки	7
6 Подготовка к поверке	7
7 Проведение поверки	7
8 Оформление результатов поверки	11
Приложение А	12

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти №1516 ПСП «Марковское» ООО «Иркутская нефтяная компания» (далее - СИКН), заводской № 2046-15, изготовленную по технической документации ЗАО НИЦ «Инкомсистем», г. Казань, принадлежащую ООО «Иркутская нефтяная компания», г. Иркутск и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

1.2 СИКН предназначена для измерения массы брутто товарной нефти (далее – нефти), показателей качества нефти и определения массы нетто нефти при ведении учетно-расчетных операций между предприятием-поставщиком ООО «Иркутская нефтяная компания» и предприятием-получателем ООО «Транснефть-Восток» ОАО «АК «Транснефть».

1.3 СИКН реализует прямой метод динамических измерений массы нефти в трубопроводе с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Принцип действия СИКН заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее - СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от преобразователей массы, давления, температуры, плотности, влагосодержания и вязкости.

1.4 СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКН и эксплуатационными документами ее компонентов.

1.5 В состав СИКН входят:

- блок фильтров (далее – БФ);
 - блок измерительных линий (далее - БИЛ): 2 рабочие измерительные линии (DN 250 мм), контрольно-резервная измерительная линия (DN 250 мм);
 - блок измерений показателей качества (далее - БИК);
 - стационарная поверочная установка (далее - ПУ);
 - система обработки информации;
 - автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора).
- Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКН, представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Состав СИКН

№ п/п	Наименование СИ	Количество	Госреестр №
Приборы контрольно-измерительные показывающие			
1	Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	10	26803-11
2	Манометр показывающий МП	6	47452-11
3	Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	8	303-91
Блок фильтров			
1	Преобразователь давления измерительный 3051 TG	1	14061-10
2	Преобразователь разности давления измерительный 3051 CD	2	14061-10
БИЛ			
1	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMFHC2	3	45115-10
2	Преобразователь измерительный Rosemount 3144P в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65	3	56381-14 22257-11

№ п/п	Наименование СИ	Количество	Госреестр №
3	Преобразователь избыточного давления измерительный 3051 TG	3	14061-10
БИК			
1	Преобразователь измерительный Rosemount 3144P в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65	4	56381-14 22257-11
2	Преобразователь давления измерительный 3051 TG	1	14061-10
3	Преобразователь давления измерительный 3051 CD	2	14061-10
4	Преобразователь плотности жидкости измерительный мод.7835	2	52638-13
5	Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный 7829	2	15642-06
6	Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	2	14557-10
7	Прибор УОСГ-100СКП	1	16776-11
8	Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	1	57762-14
9	Автоматический пробоотборник МАВИК-ГЖ	2	-
10	Ручной пробоотборник Стандарт-Р	1	-
Выходной коллектор			
1	Преобразователь измерительный Rosemount 3144P в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65	1	56381-14 22257-11
2	Преобразователь давления измерительный 3051 TG	1	14061-10
Блок поверочной установки			
1	Установка поверочная СР	1	27778-15
2	Преобразователь измерительный Rosemount 3144P в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65	1	56381-14 22257-11
3	Преобразователь избыточного давления измерительный 3051 CG	1	14061-10
СОИ			
1	Контроллеры измерительные FloBoss модели S600+	2	57563-14
2	Преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К	19	22153-14
3	Контроллер программируемый SIMATIC S7-400	2	15773-11
4	Операторские станции на базе компьютера со SCADA-системой PCS7	3	-

1.6 Поверка СИКН проводится поэлементно. Поверка средств измерений, входящих в состав СИКН, осуществляется в соответствии с их методиками поверки, приведёнными в таблице 1.2.

1.7 Интервал между поверками СИ, входящих в состав СИКН – 1 год.

1.8 Интервал между поверками стеклянных термометров – 3 года.

1.9 Интервал между поверками установки поверочной СР – 2 года.

Таблица 1.2 – Нормативные документы на поверку средств измерений в составе СИКН

Наименование СИ	Нормативный документ
Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	5ШО.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика

	поверки»
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Преобразователь давления измерительный 3051	МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки»
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMFHC2	МИ 3272-2010 «Счётчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности».
Преобразователь измерительный 3144P	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки»
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля»
Преобразователь плотности жидкости мод.7835	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки».
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный 7829	МИ 3119-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации».
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Прибор УОСГ-100СКП	Раздел 10 «Методы и средства поверки» руководства по эксплуатации на прибор, утвержденного ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 11.04.2011г.
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	Расходомеры-счётчики ультразвуковые OPTISONIC 3400 методика поверки. МП РТ 1849-2014
Установка поверочная СР	МП 0199-12-2014 «Инструкция. ГСИ. Установки поверочные СР, СР-М. Методика поверки»
Контроллер измерительный FloBoss модели S600+	МП 117-221-2013 «Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки»
Преобразователь измерительный тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К	МП 22148-08 «Преобразователи с гальванической развязкой серии К фирмы Pepperl+Fuchs GmbH, Германия. Методика поверки»
Контроллер программируемый SIMATIC S7-400	МИ 2539-99 «Рекомендация. ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки»

1.10 Средства измерений, результаты измерений которых не влияют на погрешность измерения массы нефти, подлежат калибровке не реже одного раза в год.

1.11 Интервал между поверками СИКН – 1 год.

2 ПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки СИКН должны быть выполнены операции, указанные в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Операции поверки

№ п/п	Наименование операции	Номер пункта методики поверки
1	Проверка технической документации	7.1
2	Внешний осмотр	7.2
3	Опробование	7.3
4	Определение метрологических характеристик	7.4
5	Оформление результатов поверки	8

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

3.1 При проведении поверки СИКН применяют эталоны и СИ, приведенные в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Основные эталоны и СИ

Номер пункта методики	Наименование и тип основного и вспомогательного средства поверки и метрологические и основные технические характеристики средства поверки
5.1	Барометр-анероид М-67 с пределами измерений от 610 до 790 мм.рт.ст., погрешность измерений $\pm 0,8$ мм.рт.ст., по ТУ 2504-1797-75.
5.1	Психрометр аспирационный М34, пределы измерений влажности от 10 % до 100 %, погрешность измерений ± 5 %.
5.1	Термометр ртутный стеклянный ТЛ-4 (№ 2) с пределами измерений от 0 °С до 55 °С по ГОСТ 28498-90. Цена деления шкалы 0,1 °С.
7.4	Калибратор многофункциональный MC5-R-IS (далее – калибратор): диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm(0,02$ % показания + 1 мкА); диапазон воспроизведения последовательности импульсов 0...9999999 имп. (амплитуда сигнала от 0 до 12 В, погрешность $\pm(0,2$ В + 5 % от установленного значения).
Примечание – Для проведения поверки выбирают эталонные СИ с диапазонами, соответствующими диапазонам измерения СИКН.	

3.2 Допускается использование других эталонов и СИ, по своим характеристикам не уступающих указанным в таблице 3.1.

3.3 Все применяемые СИ должны иметь действующие поверительные клейма или свидетельства о поверке.

4 ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

4.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие требования:

- корпуса применяемых СИ должны быть заземлены в соответствии с их эксплуатационной документацией;
- ко всем используемым СИ должен быть обеспечен свободный доступ для заземления, настройки и измерений;
- работы по соединению вспомогательных устройств должны выполняться до подключения к сети питания;
- обеспечивающие безопасность труда, производственную санитарию и охрану окружающей среды;
- предусмотренные «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок

потребителей», а также эксплуатационной документацией оборудования, его компонентов и применяемых средств поверки.

4.2 К работе по поверке должны допускаться лица:

- достигшие 18-летнего возраста;
- прошедшие специальную подготовку и имеющие удостоверения на право проведения поверки;
- прошедшие инструктаж по технике безопасности в установленном порядке;
- изучившие эксплуатационную документацию на СИКН, СИ, входящие в состав СИКН, и средства поверки.

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- | | |
|-----------------------------------|-------------------|
| – температура окружающего воздуха | (20±5) °С; |
| – относительная влажность | от 30 % до 80 %; |
| – атмосферное давление | от 84 до 106 кПа. |

6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные операции:

- проверяют заземление СИ, работающих под напряжением;
- эталонные СИ и СОИ СИКН выдерживают при температуре указанной в разделе 5 не менее 3-х часов, если время их выдержки не указано в инструкции по эксплуатации;
- эталонные СИ и СОИ СИКН устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;
- осуществляют соединение и подготовку к проведению измерений эталонных СИ и СОИ СИКН в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1 Проверка технической документации

7.1.1 Проверяют наличие следующей технической документации:

- наличие руководства по эксплуатации на СИКН;
- наличие паспорта на СИКН;
- наличие свидетельства о предыдущей поверке СИКН (при периодической поверке);
- наличие паспортов (или формуляров) СИ, входящих в состав СИКН;
- наличие действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в состав СИКН, которые подлежат поверке;
- наличие действующих сертификатов о калибровке СИ, входящих в состав СИКН, которые подлежат калибровке.

7.1.2 Результаты проверки считают положительными при наличии всей технической документации по п. 7.1.1.

7.2 Внешний осмотр

7.2.1 При проведении внешнего осмотра СИКН контролируют:

- соответствие нанесенной маркировки на СИКН данным паспорта СИКН;
- выполнение требований технической документации к монтажу СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов СИКН;
- отсутствие вмятин и механических повреждений СИ и вспомогательных устройств, входящих в состав СИКН.

7.2.2 Проверяют состав и комплектность СИКН на основании сведений, содержащихся в

паспорте на СИКН. При этом контролируют соответствие типа СИ, указанного в паспортах составных частей, записям в паспорте на СИКН.

7.2.3 Результаты проверки считают положительными, если внешний вид, маркировка, комплектность СИКН, а также монтаж СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов СИКН соответствует требованиям технической документации.

7.3 Опробование

7.3.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН

7.3.1.1 Подлинность и целостность программного обеспечения (далее – ПО) СИКН проверяют сравнением идентификационных данных ПО с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и отраженными в описании типа СИКН.

7.3.1.2 Проверяют возможность несанкционированного доступа к ПО СИКН и наличие авторизации (введение пароля, возможность обхода авторизации, проверка реакции ПО СИКН на неоднократный ввод неправильного пароля).

7.3.1.3 Результаты опробования считают положительными, если:

– идентификационные данные ПО СИКН совпадают с исходными, указанными в паспорте на СИКН;

– исключается возможность несанкционированного доступа к ПО СИКН, обеспечивается авторизация.

7.3.2 Проверка работоспособности СИКН

7.3.2.1 Приводят СИКН в рабочее состояние в соответствие с эксплуатационной документацией. Проверяют прохождение сигналов средств поверки, имитирующих измерительные сигналы (от 4 до 20 мА, импульсные, частотные). Проверяют на дисплее монитора операторской станции управления СИКН показания по регистрируемым в соответствии с конфигурацией СИКН параметрам технологического процесса.

7.3.2.2 Результаты опробования считают положительными, если при увеличении и уменьшении значения входного сигнала (от 4 до 20 мА, импульсные, частотные) соответствующим образом изменяются значения измеряемой величины на дисплее монитора операторской станции управления.

7.4 Определение метрологических характеристик

7.4.1 **Определение метрологических характеристик измерительных каналов передачи, преобразования и отображения аналоговых сигналов постоянного тока.**

7.4.1.1 Отключают первичные преобразователи и подключают средства поверки к соответствующим каналам, включая линии связи. С помощью калибратора устанавливают на входе канала ввода аналогового сигнала (силы постоянного тока от 4 до 20 мА) СИКН электрический сигнал, соответствующий значениям измеряемого параметра. Задается не менее пяти значений измеряемого параметра, равномерно распределенных в пределах диапазона, включая крайние точки диапазона. В качестве реперных точек принимаются точки соответствующие 0 %, 25 %, 50 %, 75 % и 100 % диапазона входного аналогового сигнала (от 4 до 20 мА).

7.4.1.2 Считывают измеренное значение двух вычислителей Floboss S600+.

7.4.1.3 По результатам измерений, выполненных в соответствии с п. 7.4.1.1 настоящей методики, в каждой реперной точке вычисляют погрешность по формуле:

$$\gamma_A = \frac{I_{изм} - I_{эт}}{I_{max} - I_{min}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где $I_{эт}$ – показание калибратора в i -ой реперной точке, мА;

I_{max}, I_{min} – максимальное и минимальное значения границы диапазона аналогового сигнала, мА;

$I_{изм}$ – значение силы тока, соответствующее показаниям в i -ой реперной

точке, мА:

$$I_{изм} = \frac{I_{max} - I_{min}}{y_{max} - y_{min}} \cdot (y_{изм} - y_{min}) + I_{min}, \quad (2)$$

где $y_{изм}$ – показание в i -ой реперной точке в единицах измеряемой величины;
 y_{max}, y_{min} – максимальное и минимальное значения границы диапазона измерения в единицах измеряемой величины.

7.4.1.4 Результаты считаются положительными, если рассчитанная приведенная погрешность для каждого канала ввода аналогового сигнала (от 4 до 20 мА) СИКН не выходит за пределы $\pm 0,02\%$ или $\pm 0,13\%$ (при использовании барьера искробезопасности KFD2-STC4-Ex1.20) для сигналов, поступающий в Floboss S600+, $\pm 0,04\%$ для сигналов, поступающих в контроллеры программируемые Simatic S7-400.

7.4.2 Определение метрологических характеристик измерительных каналов передачи, подсчета, преобразования и отображения импульсных сигналов

7.4.2.1 С помощью калибратора на вход канала ввода импульсных сигналов СИКН фиксированное количество раз (не менее трех) подается импульсный сигнал с амплитудой от 1 до 24 В. Частота подаваемого сигнала не более 500 Гц.

7.4.2.2 Считывают количество подсчитанных импульсов с дисплеев двух вычислителей Floboss S600+.

7.4.2.3 По результатам подсчетов, выполненных в соответствии с п. 7.4.2.1 настоящей методики, вычисляют абсолютную погрешность подсчета количества импульсов по формуле:

$$\Delta_n = n_{изм} - n_{зад}, \quad (3)$$

где $n_{изм}$ – количество импульсов, посчитанное контроллером измерительным, имп.;

$n_{зад}$ – количество импульсов, заданное калибратором, имп.

7.4.2.4 Результаты считаются положительными, если количество импульсов, подсчитанное и поданное калибратором, отличается не более чем на 1 импульс на 10000 импульсов.

7.4.3 Определение относительной погрешности измерительных каналов передачи, преобразования и отображения частотных сигналов

7.4.3.1 Отключают первичный преобразователь и подключают калибратор к соответствующему каналу, включая линии связи. С помощью калибратора, устанавливают на входе канала частотные сигналы, соответствующие значениям измеряемого параметра. Задают не менее пяти значений частотного сигнала, равномерно распределенных в диапазоне измерений.

7.4.3.2 Считывают значения периода входного частотного сигнала ($T_{изм}$, мкс) (показания СОИ) с дисплеев двух вычислителей Floboss S600+.

7.4.3.3 Определяют частоту входного ($f_{изм}$, Гц) сигнала по формуле:

$$f_{изм} = \frac{1}{T_{изм}} \cdot 10^6, \quad (4)$$

7.4.3.4 Вычисляют абсолютную погрешность измерительных каналов передачи, преобразования и отображения частотных сигналов по формуле:

$$\delta_f = \frac{f_{изм} - f_{зад}}{f_{изм}} \times 100, \quad (5)$$

где $f_{изм}$ - частота входного сигнала, измеренная по пункту 7.4.3.2, Гц;

$f_{зад}$ - частота входного сигнала, заданного калибратором, Гц.

7.4.3.5 Результаты поверки измерительных каналов передачи, преобразования и отображения частотных сигналов считаются положительными, если рассчитанные абсолютные погрешности для каждого из каналов передачи, преобразования и отображения частотных сигналов СИКН не превышают $\pm 0,001$ %.

7.4.4 Определение пределов относительной погрешности СИКН при измерении массы (массового расхода) нефти

7.4.4.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти принимают равной погрешности расходомеров-счетчиков массовых.

7.4.4.2 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

7.4.4.3 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \sqrt{(\delta M)^2 + \frac{(\Delta W_g)^2 + (\Delta W_n)^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left[1 - \frac{W_g + W_n + W_{xc}}{100}\right]^2}} \quad (6)$$

где δM_i – относительная погрешность измерений массы нетто нефти, %;
 δM – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
 ΔW_g – абсолютная погрешность определений массовой доли воды, %;
 ΔW_n – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
 ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей, %;
 W_g – массовая доля воды в нефти, %;
 W_n – массовая доля механических примесей в нефти, %;
 W_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, %/

Абсолютные погрешности измерений в испытательной лаборатории массовой доли механических примесей и массовой доли хлористых солей определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580.

7.4.4.4 Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений (Δ , % массы) вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \sqrt{\frac{R^2 - 0,5 \cdot r^2}{2}} \quad (7)$$

где R, r – воспроизводимость и сходимостъ метода определения соответствующего показателя качества нефти, %.

7.4.4.5 Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей вычисляют по формуле

$$\Delta W_n = \sqrt{\frac{R_n^2 - 0,5 \cdot r_n^2}{2}} \quad (8)$$

где R_n – воспроизводимость метода по ГОСТ 6370, выраженная в массовых долях, %;
 r_n – сходимостъ метода по ГОСТ 6370, выраженная в массовых долях, %/

7.4.4.6 Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей R_{xc} по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости r_{xc} . Значение сходимости r_{xc} , выраженное по ГОСТ 21534 в мг/дм³, переводят в % массы по формуле

$$r_{xc} = \frac{0,1 \cdot r_{хст}}{\rho_{изм}^d} \quad (9)$$

где $r_{хст}$ – сходимость метода по ГОСТ 21534, мг/дм³.

7.4.4.7 Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{xc} = \sqrt{\frac{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}{2}}, \quad (10)$$

7.4.4.8 Абсолютную погрешность определений массовой доли воды (%), вычисляют по формуле:

$$\Delta W_{в} = \sqrt{\frac{R_{в}^2 - 0,5 \cdot r_{в}^2}{2}}, \quad (11)$$

где $R_{в}$ – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, выраженная в массовых долях, %;

$r_{в}$ – сходимость метода по ГОСТ 2477, выраженная в массовых долях, %.

7.4.4.9 Результаты расчета по формулам (7) – (11) округляют до третьего знака после запятой, по формуле (6) – до второго знака после запятой.

7.4.4.10 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанные пределы относительной погрешности СИКН при измерении массы (массового расхода) нетто нефти не выходят за пределы $\pm 0,35$ %.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом с указанием даты и места проведения поверки, условий поверки, применяемых эталонов, результатов расчета погрешности. Форма протокола приведена в приложении А.

8.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

8.3 Отрицательные результаты поверки СИКН оформляют в соответствии с приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». При этом свидетельство аннулируется, клеймо гасится, и СИКН, не прошедшая поверку, бракуется. Выписывают «Извещение непригодности к применению» СИКН с указанием причин непригодности.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(рекомендуемое)

Форма протокола поверки СИКН

Дата:

Поверитель: *(наименование и адрес организации)*

Место проведения поверки:

Наименование поверяемого средства измерений:

Заводской номер:

Условия проведения поверки:

температура окружающего воздуха, °С

атмосферное давление, кПа

относительная влажность окружающего воздуха, %

Наименование эталонов и вспомогательных средств: *(с указанием заводского номера и свидетельства о поверке)*

Поверка проведена в соответствии с документом: *(наименование документа)*

Результаты поверки: *(положительные или отрицательные)*

Проведение поверки:

1. Проверка технической документации: соответствует (не соответствует) требованиям п. 7.1 методики поверки.

1.1 Проверка наличия действующих свидетельств о поверке и сертификатов о калибровке СИ, входящих в состав СИКН

№ п/п	Наименование СИ	Заводской номер	№ позиции	№ свидетельства о поверке или № сертификата о калибровке

2. Внешний осмотр СИКН: соответствует (не соответствует) требованиям п. 7.2 методики поверки.

3. Опробование СИКН: соответствует (не соответствует) требованиям п. 7.3 методики поверки.

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	
Цифровой идентификатор ПО	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	

При увеличении/уменьшении значения входного сигнала соответствующим образом изменяются (не изменяются) значения измеряемой величины на мониторе АРМ оператора.

4. Определение метрологических характеристик СИКН:

4.1 Определение метрологических характеристик измерительных каналов передачи, преобразования и отображения аналоговых сигналов постоянного тока

№ канала	Калибратор, мА	Нижний предел диапазона измерений	Верхний предел диапазона измерений	Единица измерения	Показания СИКН в единицах измерения	Показания СИКН в мА	Погрешность преобразования, γ , %
	4						
	8						
	12						
	16						
	20						

4.2 Определение метрологических характеристик измерительных каналов передачи, подсчета, преобразования и отображения импульсных сигналов

Позиция	Калибратор, имп.	Подсчитанное количество СИКН, имп.	Абсолютная погрешность, Δ , имп.

4.3. Определение относительной погрешности измерительных каналов передачи, преобразования и отображения частотных сигналов

№	Позиция	Рабочий эталон, Гц	Показания СОИ, мкс	Пересчитанные показания СОИ, Гц	Относительная погрешность, %
1		700			
		750			
		800			
		850			
		900			

4.4 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы (массового расхода) нефти (п. 7.4.4 методики поверки)

Относительная погрешность СИКН при измерении массы (массового расхода) нефти при прямом методе динамических измерений принимается равной относительной погрешности рабочего средства измерений массы и не превышает $\pm 0,25$ % (№ позиции _____).

4.5 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти (п. 7.4.4 методики поверки)

Привести расчет относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти.

Должность поверителя

Фамилия И.О.

подпись