

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

СОГЛАСОВАНО

И.о. директора филиала



А.С. Тайбинский

«24» сентября 2021 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 1582
Методика поверки

МП 1331-14-2021

Заместитель начальника отдела НИО-14



Р.Н. Груздев

Тел.: +7 (843) 299-72-00

Казань
2021

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Фролов Э.В.
УТВЕРЖДЕНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

1 Общие положения

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 1582 (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта, и периодической поверки при эксплуатации.

Поверка СИКН в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единиц массы от рабочего эталона 1-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256, что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 63-2019 «Государственный первичный специальный эталон единицы единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости. Поверка СИКН осуществляется методом косвенных измерений».

Если очередной срок поверки измерительного компонента (канала) из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки измерительного компонента (канала), то поверяют только этот измерительный компонент, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

Допускается проведение поверки СИКН в части отдельных измерительных каналов (ИК) в соответствии с заявлением владельца СИКН.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений	6	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	7	Да	Да
Проверка программного обеспечения средства измерений	8	Да	Да
Определение (контроль) метрологических характеристик	9	Да	Да
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10	Да	Да

Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку не проводят.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку СИКН проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или в фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

3.2 Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в описании типа СИКН.

3.3 Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти

проводят на месте эксплуатации в условиях эксплуатации СИКН.

3.4 При соблюдении условий 3.1 - 3.3 считают, что факторы, которые могут оказать влияние на точность результатов измерений при поверке, отсутствуют.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 2.

Таблица 2

№ п/п	Номер пункта методики поверки	Обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки, рекомендуемое средство поверки
1		Основное средство поверки
	7.3.1, 9.2	Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы 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 07.02.2018 № 256 (установка трубопоршневая (далее – ТПУ) с диапазоном измерений расхода, соответствующим диапазону измерений счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели CMF с электронными преобразователями модели 2700 (далее – СРМ), и пределами допускаемой относительной погрешности для эталона 1-го разряда: $\pm 0,05$ %, для 2-го разряда: $\pm 0,1$ %)
2		Вспомогательные средства поверки
	7.3.1, 9.2	Измерительные компоненты, входящие в состав СИКН, в соответствии с описанием типа, обеспечивающие: <ul style="list-style-type: none">- измерение плотности нефти в диапазоне, соответствующем условиям эксплуатации СИКН, с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,30$ кг/м³;- измерение температуры нефти в диапазоне, соответствующем условиям эксплуатации СИКН, с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С;- измерение избыточного давления нефти в диапазоне, соответствующем условиям эксплуатации СИКН, с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %;- преобразование входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования СРМ $\pm 0,05$ %

4.2 Допускается применение других средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СИКН с требуемой точностью.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении работ соблюдают требования, определяемые документами:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Руководство 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 нормативными документами;

- в области пожарной безопасности – Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»,

Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»;

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

- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ;

- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации.

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

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

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.

6 Внешний осмотр средства измерений

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- состав СИКН должен соответствовать эксплуатационной документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих применению СИКН;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать их эксплуатационной документации.

Результат считают положительным, если СИКН соответствует вышеперечисленным требованиям.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовка к поверке

Подготовку и установку средств поверки (таблица 2) и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Проверяют наличие в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ) наличие информации о положительных результатах поверки средств поверки, а также наличие на средствах поверки действующих знаков поверки, если это предусмотрено их описанием типа.

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.

7.2 Подготовка перед определением метрологических характеристик ИК

7.2.1 Перед проведением определения метрологических характеристик ИК массы и

массового расхода нефти выполняют следующие работы:

- проверяют или устанавливают в измерительно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) значение массового расхода и соответствующее ему значение частоты выходного сигнала СРМ или коэффициент преобразования СРМ, $K_{\text{ПМ}}$, имп/т, соответствующий установленному значению в преобразователе СРМ или вычисленный по формуле

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

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

Q_m – значение массового расхода, установленное в преобразователе СРМ, т/ч.

- вводят в память ИВК или проверяют введенные ранее данные, необходимые для обработки результатов поверки;

- при рабочем давлении проверяют герметичность системы, состоящей из СРМ, ТПУ и ПП. При этом не допускается появление капель или утечек нефти через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения при наблюдении в течение 5 мин;

- проверяют герметичность задвижек, через которые возможны утечки нефти, влияющие на результаты измерений при поверке;

- проверяют герметичность устройства пуска и приема поршня ТПУ в соответствии с технической документацией;

- проверяют стабильность температуры нефти. Для этого запускают поршень ТПУ и регистрируют температуру в ПП, на входе и выходе ТПУ. Температуру нефти считают стабильной, если ее изменение в системе не превышает 0,2 °С за время прохождения поршня от одного детектора до другого;

- проводят установку нуля СРМ согласно технической документации.

7.3 Опробование

7.3.1 Проверяют действие и взаимодействие компонентов в составе СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на компонентах СИКН и средствах поверки;

- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК (вторичная часть ИК), ИВК и компьютером автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора;

- проводят опробование СРМ, входящих в состав СИКН. При любом значении расхода из рабочего диапазона СРМ одновременно проводят измерения массы нефти СРМ и средствами поверки, указанными в таблице 2. В выбранной точке расхода проводят не менее трех последовательных измерений.

Относительное отклонение результатов измерений массы СРМ для каждого измерения (δ_i , %) вычисляют по формуле

$$\delta_i = \frac{M_i - M_{\text{кон}i}}{M_{\text{кон}i}} \cdot 100\%, \quad (2)$$

где M_i – масса нефти, измеренная СРМ при i -м измерении, т;

$M_{\text{кон}i}$ – масса нефти, измеренная средствами поверки при i -м измерении, т.

Примечание – При периодической поверке СИКН опробование СРМ допускается не проводить, если с момента последнего контроля метрологических характеристик СРМ прошло не более одного межконтрольного интервала.

7.3.2 Проводят опробование ИК массы и массового расхода нефти, в соответствии с эксплуатационной документацией.

Устанавливают массовый расход нефти в пределах рабочего диапазона измерений массового расхода СРМ. Наблюдают на дисплее ИВК значения следующих параметров:

- частоты выходного сигнала СРМ;
- массового расхода нефти в СРМ;
- температуры и давления нефти на входе и выходе ТПУ;
- плотности, температуры и давления нефти в ПП.

Запускают поршень ТПУ. При прохождении поршня через первый детектор наблюдают за началом отсчета импульсов выходного сигнала СРМ, при прохождении поршня через второй детектор - за окончанием отсчета импульсов.

7.3.3 Результат опробования считают положительным, если получены положительные результаты по 7.3.1, 7.3.2.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения (ПО) СИКН сведениям, приведенным в описании типа на СИКН.

8.1.1 Определение идентификационных данных ПО ИВК проводят в следующей последовательности:

- а) включить питание ИВК, если питание было выключено;
- б) дождаться завершения самодиагностики и загрузки ИВК;
- в) в основном меню нажать кнопку «Сервис», выбрать пункт «О программе»;
- г) на экране появится диалоговое окно с информацией о ПО ИВК.

Результат подтверждения соответствия ПО ИВК считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО ИВК (идентификационное наименование, номер версии и цифровой идентификатор) соответствуют идентификационным данным, указанным в таблице 2 описания типа СИКН для ИВК.

8.1.2 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН в следующей последовательности:

- а) в основном меню, расположенном в верхней части экрана монитора АРМ оператора, выбрать пункт меню «Настройки»;
- б) на экране появится диалоговое окно с информацией о ПО.

Полученные результаты идентификации ПО АРМ оператора должны соответствовать данным, указанным в таблице 2 описания типа СИКН для ПО АРМ оператора.

8.2 В случае, если идентификационные данные ПО СИКН не соответствуют данным указанным в описании типа на СИКН, поверку прекращают. Выясняют и устраняют причины, вызвавшие несоответствие. После чего повторно проверяют идентификационные данные ПО СИКН.

9 Определение (контроль) метрологических характеристик

9.1 Проверяют у измерительных компонентов (за исключением СРМ из состава ИК массы и массового расхода нефти), входящих в состав СИКН и указанных в таблице 1 описания типа СИКН, наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФ ОЕИ и действующих знаков поверки, если нанесение знаков поверки на измерительные компоненты предусмотрено их описаниями типа.

Перечень измерительных компонентов, входящих в состав СИКН, приведен в таблице 1 описания типа СИКН.

Входящие в состав СИКН измерительные компоненты на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных измерительных компонентов (за исключением СРМ из состава ИК массы и массового расхода нефти, метрологические характеристики которых определяются по п. 9.2).

Результат проверки считают положительным, если измерительные компоненты, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки.

9.2 Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти проводится в автоматизированном режиме с применением ИВК по алгоритмам аналогичным алгоритмам рекомендации МИ 3189-2009 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management. Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки и поточного преобразователя плотности».

Для определения метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти необходимо последовательно выполнить следующие шаги:

- 1) необходимо в меню нажать кнопку «КМХ» и выбрать пункт «ТПУ»;
- 2) выбрать измерительную линию, по которой будет проводиться поверка;
- 3) выбрать точку расхода в таблице точек расходов;
- 4) задать необходимый расход нефти через ТПУ;
- 5) выбрать требуемый номер измерения в таблице измерений;
- 6) нажать кнопку «Начать измерение»;
- 7) ввести количество циклов работы ТПУ;
- 8) выбрать режим пуска шара ТПУ: ручной или автоматический (при ручном пуске шара запустить шар в ТПУ. При автоматическом режиме запуском шара управляет ИВК);
- 9) ждать окончания измерения. Для прерывания измерения нажать кнопку «Остановить измерение»;
- 10) при необходимости повторить измерения, выбирая расход и номера измерений;
- 11) для просмотра и печати протокола поверки нажать кнопку «Пр. поверки». Для распечатки протокола нажать кнопку «Печать» в окне просмотра протоколов;
- 12) протоколы поверки можно сохранить в памяти ИВК, для этого при просмотре протокола необходимо нажать кнопку «Сохранить». Для каждой измерительной линии возможно сохранение только одного протокола за день;
- 13) для просмотра ранее сохраненных протоколов, необходимо в окне просмотра протокола нажать кнопку «Открыть», выбрать дату и номер линии.
- 14) для удаления точек расхода или измерений, выделите в таблице строку для удаления и нажмите кнопку «Удалить» для соответствующей таблицы.

Результаты определения относительной погрешности СРМ из состава ИК массы и массового расхода нефти считают положительными, если граница относительной погрешности δ , %, не превышает $\pm 0,25$ % для рабочих СРМ и $\pm 0,20$ % для контрольно-резервного СРМ.

Если данные условия не выполняются, то рекомендуется:

- увеличить количество точек в рабочем диапазоне измерений массового расхода;
- увеличить количество измерений в точках рабочего диапазона измерений массового

расхода;

- уменьшить рабочий диапазон измерений массового расхода;
- установить коррекцию СРМ по давлению (при отсутствии коррекции).

При повторном невыполнении данных условий поверку прекращают.

9.3 Контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти

При получении положительных результатов по п. 9.1 и 9.2 настоящей методики поверки относительная погрешность измерений массы брутто нефти не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %.

9.4 Контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δm_H , %, вычисляют по формуле

$$\delta m_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta m^2 + \frac{\Delta W_{М.В}^2 + \Delta W_{М.П}^2 + \Delta W_{Х.С}^2}{\left(1 - \frac{W_{М.В} + W_{М.П} + W_{Х.С}}{100}\right)^2}}, \quad (3)$$

где δm – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

$\Delta W_{М.В}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, определяется по формуле

$$\Delta W_{М.В} = \pm \frac{\sqrt{R_{М.В}^2 - 0,5 \cdot r_{М.В}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

$R_{М.В}$ – воспроизводимость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», %;

$r_{М.В}$ – повторяемость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477, %;

$\Delta W_{М.П}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, определяется по формуле

$$\Delta W_{М.П} = \pm \frac{\sqrt{R_{М.П}^2 - 0,5 \cdot r_{М.П}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (5)$$

$R_{М.П}$ – воспроизводимость метода измерений механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей», %;

$r_{М.П}$ – сходимость метода измерений механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370, %;

$\Delta W_{Х.С}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, определяется по формуле

$$\Delta W_{Х.С} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{Х.С}^2 - 0,5 \cdot r_{Х.С}^2}}{\rho_{изм} \cdot \sqrt{2}}, \quad (6)$$

$R_{Х.С}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» (принимают равной удвоенному значению сходимости $r_{Х.С}$), мг/дм³;

$г_{Х.С}$ – сходимость метода определения массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534, мг/дм³;

$W_{М.В}$ – массовая доля воды в нефти, определенная в лаборатории по ГОСТ 2477, %. Массовая доля воды в нефти, определенная по результатам измерений влагомера нефти поточного (далее – ВН), вычисляется по формуле

$$W_B = \varphi_B \cdot \frac{\rho_B}{\rho_{\varphi_B}}, \quad (7)$$

где φ_B – объемная доля воды в нефти, измеренная ВН, %;

ρ_B – плотность воды в нефти, принимают равной 1000 кг/м³;

ρ_{φ_B} – плотность нефти при условиях измерений φ_B , кг/м³;

$W_{Х.С}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определенная по формуле

$$W_{Х.С} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{Х.С}}{\rho_{изм}}, \quad (8)$$

$\varphi_{Х.С}$ – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории по ГОСТ 21534 (метод А);

$\rho_{изм}$ – плотность нефти при условиях измерений, $\varphi_{Х.С}$, кг/м³;

$W_{М.П}$ – массовая доля механических примесей в нефти, определенная в лаборатории по ГОСТ 6370, %.

Определение абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти по результатам измерений объемной доли воды в нефти с применением ВН вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_{\varphi_B}}, \quad (9)$$

где $\Delta \varphi_B$ – основная абсолютная погрешность ВН, %;

ρ_B – плотность воды в нефти, принимают равной 1000 кг/м³;

ρ_{φ_B} – плотность нефти при условиях измерений φ_B , кг/м³.

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,35$ %.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по п. 9 а именно:

- измерительные компоненты, входящие в состав СИКН (за исключением СРМ из состава ИК массы и массового расхода нефти), имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки;

- полученное значение относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти не превышает $\pm 0,25$ % для рабочих СРМ и $\pm 0,20$ % для контрольно-резервного СРМ;

- значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %;

- значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,35$ %;

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

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом согласно Приложению А.

Аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку СИКН, в ФИФ ОЕИ передаются сведения о результатах поверки.

11.2 При положительных результатах поверки, по письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет свидетельство о поверке СИКН в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают:

- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти;

- диапазон измерений и пределы допускаемой относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти ИК 1, ИК 2, ИК 3, ИК 4, ИК 5, ИК 6, ИК 7.

К свидетельству о поверке СИКН прикладывают:

- перечень автономных измерительных блоков, в который включают перечень измерительных компонентов, входящих в состав СИКН и ИК, с указанием их заводских номеров;

- протокол поверки СИКН.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

11.3 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают. По письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

**Приложение А
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки СИКН

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. _ из _

Наименование, тип средства измерений: _____

Изготовитель: _____

Заводской №: _____

Наименование и адрес заказчика: _____

Методика поверки: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

А.1. Внешний осмотр средства измерений: _____ (соответствует/не соответствует 6)

А.2. Опробование: _____ (соответствует/не соответствует 7.3)

А.3. Проверка программного обеспечения средства измерений: _____ (соответствует/не соответствует 8)

А.4. Определение (контроль) метрологических характеристик

А.4.1 Проверка результатов поверки измерительных компонентов, входящих в состав СИКН (за исключением СРМ из состава ИК массы и массового расхода нефти)

Метрологические характеристики измерительных компонентов, входящих в состав СИКН, установленным при утверждении типа характеристикам _____ (соответствуют/не соответствуют)

А.4.2 Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти осуществляется в автоматизированном режиме с помощью ИВК, результаты определения метрологических характеристик формируются ИВК автоматически в соответствии с МИ 3189-2009 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management. Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки и поточного преобразователя плотности», визируются поверителем и прикладываются к данному протоколу.

Метрологические характеристики ИК массы и массового расхода нефти установленным в соответствии с 9.2 пределам _____ (соответствуют/не соответствуют)

Приложение А
(продолжение)

Стр. _ из _

А.4.3 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН установленным в соответствии с 9.5 пределам _____ (соответствует/не соответствует)

А.4.4 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН установленным в соответствии с 9.6 пределам _____ (соответствует/не соответствует)

Дата поверки

должность лица, проводившего поверку

Подпись

Ф.И.О.