

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

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

Заместитель директора филиала



А.С. Тайбинский

«09» сентября 2025 г.

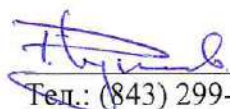
Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА
НЕФТИ № 1516 ООО «ИНК»

Методика поверки

МП 1763-14-2025

Начальник научно-
исследовательского отдела

 Р.Р. Нурмухаметов
Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань
2025 г.

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Груздев Р.Н.
СОГЛАСОВАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

1. Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 1516 ООО «ИНК» (далее – СИКН) с заводским № 2046-15, предназначенную для измерений массы и показателей качества нефти и устанавливает объем, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок СИКН на месте ее эксплуатации.

Поверка СИКН осуществляется методом косвенных измерений в соответствии с требованиями части 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 26.09.2022 № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости» (далее – ГПС), и обеспечивается прослеживаемость к ГЭТ 216-2018 Государственный первичный эталон единицы объема жидкости в диапазоне от $1,0 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3$ до $1,0 \text{ м}^3$ и ГЭТ 63-2025 Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости в диапазоне измерений от 10^{-6} до 2000 т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$).

Если очередной срок поверки средства измерений (СИ) (измерительного компонента) из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИ (измерительного компонента), или проведена замена СИ (измерительного компонента) на СИ (измерительного компонента) утвержденного типа из перечня СИ (измерительных компонентов) в описании типа СИКН, то проверяют наличие сведений о положительных результатах поверки этого СИ (измерительного компонента) или проводят его поверку, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят, протокол поверки СИКН не переоформляют. После проведения поверки замененного СИ (измерительного компонента) предоставляют сведения о положительных результатах поверки этого СИ (измерительного компонента).

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

Таблица 1 - Метрологические требования

Диапазон измерений массового расхода измеряемой среды (нефти), т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы измеряемой среды (нефти) при применении СИКН в качестве рабочего СИ, %	
От 231,0 до 1292,0	$\pm 0,25$ (масса брутто)	$\pm 0,35$ (масса нетто)

Фактический диапазон измерений расхода нефти определяется при проведении поверки СИКН, фактический диапазон измерений расхода нефти не может превышать диапазон измерений расхода нефти, указанный в таблице 1.

При пользовании настоящей методикой поверки следует в установленном порядке проверить действие ссылочных документов. Если документ заменен или частично изменен, то следует руководствоваться положениями заменяющего или частично заменяющего документа. Если документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяют в части, не затрагивающей эту ссылку.

2. Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки СИКН выполняют операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень операций поверки

Наименование операции	Проведение операции при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	6
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	7
Проверка программного обеспечения средства измерений	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик средства измерений	Да	Да	9
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	10
Оформление результатов поверки	Да	Да	11

2.2 Если при проведении какой-либо операции поверки СИКН получен отрицательный результат, дальнейшую поверку не проводят до устранения выявленных несоответствий.

3. Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку СИКН проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений расхода нефти, указанном в описании типа СИКН, или в фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений расхода нефти с обязательным указанием в сведениях о поверке информации об объеме проведенной поверки.

3.2 Измеряемая среда – нефть по ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия» и ТР ЕАЭС 045/2017 «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию».

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

3.4 Соответствие параметров измеряемой среды значениям, указанным в описании типа СИКН, проверяют по данным о параметрах нефти, представленных владельцем СИКН.

3.5 При соблюдении условий п. 3.1, п. 3.2 и п. 3.3 считают, что факторы, которые могут оказать влияние на точность результатов измерений при поверке СИКН, отсутствуют.

3.6 Температуру окружающего воздуха измеряют с помощью прибора комбинированного Testo 622 или аналогичного СИ, позволяющего измерять температуру окружающего воздуха.

4. Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки применяют основные средства поверки, приведенные в таблице 3.

Таблица 3 - Перечень средств поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
П. 3 Контроль условий поверки	СИ температуры окружающего воздуха с диапазоном измерений температуры окружающего воздуха, обеспечивающим измерения в диапазоне температуры от 5 °С до 30 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,4$ °С.	Прибор комбинированный Testo 622, регистрационный № 53505-13 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ).
П. 9 Определение метрологических характеристик средства измерений	Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с частью 2 ГПС с верхним пределом диапазона измерений объемного расхода измеряемой среды не менее 500 м ³ /ч и пределами допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода $\pm 0,050$ % (рабочий эталон 1-го разряда) или $\pm 0,10$ % (рабочий эталон 2-го разряда).	Установка поверочная СР (далее – ПУ), регистрационный № 27778-15 в ФИФОЕИ. Установка трубопоршневая поверочная стационарная «ОЗНА-Прувер С-0,05» модели 500 (ОЗНА-Прувер С-0,05-500-6,3) (далее – ПУ), регистрационный № 31455-06 в ФИФОЕИ.
<i>Примечание – Допускается использовать при поверке другие СИ утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.</i>		

5. Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении поверки соблюдаются требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ;
- в области промышленной безопасности – Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» с изменениями на 31.01.2023), Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов (приказ Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другие действующие документы;
- в области пожарной безопасности – Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности», Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства Российской Федерации от 16.09.2020 № 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (приказ Минтруда России от 15.12.2020 № 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»), приказ Минэнерго Российской Федерации от 12.08.2022 № 811 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии»;

- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Федеральный закон от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».

5.2 К СИ (измерительным компонентам), средствам поверки и используемому при поверке вспомогательному оборудованию обеспечивают свободный доступ. При необходимости предусматривают лестницы и площадки, соответствующие требованиям безопасности.

5.3 Освещенность должна обеспечивать отчетливую видимость применяемых средств поверки, снятие показаний средств поверки.

5.4 Управление СИ (измерительными компонентами), средствами поверки и вспомогательным оборудованием выполняют лица, прошедшие обучение и проверку знаний требований безопасности и допущенные к выполнению поверки.

5.5 К проведению поверки допускают лиц, изучивших инструкцию по эксплуатации СИКН, эксплуатационную документацию на средства поверки и настоящую методику поверки и прошедших инструктаж по технике безопасности.

5.6 При появлении течи нефти, загазованности и других ситуаций, нарушающих нормальный ход поверочных работ, поверку прекращают.

6. Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре проверяют внешний вид, комплектность и маркировку СИКН.

6.2 Комплектность СИКН должна соответствовать ее описанию типа.

6.3 При проверке внешнего вида должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- на компонентах СИКН отсутствуют видимые механические повреждения и дефекты, способные оказать влияние на безопасность проведения поверки или результаты поверки;

- надписи и обозначения на компонентах СИКН четкие и соответствуют их эксплуатационной документации;

- отсутствуют нарушения герметичности кабельных вводов.

6.4 Результаты внешнего осмотра СИКН считаются положительными, если выполняются вышеперечисленные условия. Если данные условия не выполняются, устраняют причины невыполнения, после чего повторно проводят проверку внешнего вида, маркировки и комплектности СИКН.

6.5 СИКН, не прошедшая внешний осмотр, к дальнейшей поверке не допускается до устранения выявленных несоответствий.

7. Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН.

7.2 Проверяют наличие сведений о действующих положительных результатах поверки применяемых при проведении поверки СИКН средств поверки, включенных в ФИФОЕИ, и (или) знаков поверки, нанесенных на средства поверки, и (или) свидетельств о поверке и (или) записей о проведенной поверке в паспортах (формулярах) средств поверки, заверенных подписью поверителя и знаком поверки с указанием даты поверки.

7.3 Проверяют правильность монтажа и соединений преобразователей расхода и СИ, применяемых при опробовании СИКН, в соответствии с технологической схемой СИКН.

7.4 Подготавливают ПУ и СИ, применяемые при опробовании СИКН, к работе согласно их эксплуатационной документации.

7.5 Устраняют возможность протечек нефти на участке между преобразователями расхода и ПУ.

Примечание – Задвижки, расположенные на измерительных линиях, соединяющих данный участок с другими трубопроводами, должны иметь устройства контроля протечек.

7.6 Проверяют отсутствие свободного газа в измерительных линиях с преобразователями расхода, а также в верхних точках трубопроводов, соединяющих преобразователи расхода и ПУ. Для этого устанавливают расход нефти через измерительные линии и ПУ в пределах рабочего диапазона измерений расхода преобразователей расхода и открывают краны, расположенные в верхних точках трубопроводов и ПУ. Проводят несколько раз пуск поршня ПУ до полного прекращения выделения пузырьков газа из нефти, вытекающей из этих кранов, и затем закрывают их.

7.7 Проверяют герметичность задвижек, через которые возможны утечки нефти, влияющие на результаты измерений при поверке. При невозможности устранения утечек такие задвижки заглушают (проверяют наличие заглушек). Проверяют герметичность технологической схемы, состоящей из преобразователей расхода, ПУ, задвижек и трубопроводов. Для этого устанавливают в технологической схеме СИКН давление нефти, равное рабочему. Результаты проверки герметичности СИКН считают положительными, если в течение 5 минут отсутствуют появления капель или утечек нефти через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения.

7.8 Вводят в память измерительно-вычислительного комплекса (ИВК) необходимые данные в соответствии с переменными величинами, указанными в протоколах поверки СИ из состава СИКН, или проверяют ранее введенные данные.

7.9 Проверяют действие и взаимодействие компонентов СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность получения отчетов следующим образом:

- проверяется наличие электропитания компонентов СИКН;
- проверяется наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК, ИВК и автоматизированными рабочими местами (АРМ) оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора СИКН;
- проверяется работоспособность запорно-регулирующей арматуры путем ее открытия и закрытия;
- используя печатающее устройство, с ИВК и АРМ оператора СИКН распечатываются пробные отчеты (протоколы поверки и другие отчеты).

7.10 При опробовании СИКН проводят одно измерение для любого преобразователя расхода из состава СИКН при любом значении расхода в пределах рабочего диапазона измерений расхода СИКН. При этом запускают поршень ПУ, и при прохождении поршнем первого детектора ПУ наблюдают за началом отсчета импульсов, генерируемых преобразователем расхода, а при прохождении второго детектора – за окончанием отсчета импульсов. При этом также наблюдают за индикацией на дисплее ИВК и (или) компьютера АРМ оператора СИКН текущих значений расхода, плотности, температуры и давления нефти.

7.11 Результат опробования СИКН считают положительным, если СИ (измерительные компоненты) СИКН функционируют и взаимодействуют в штатном режиме.

8. Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Метрологически значимая часть программного обеспечения (ПО) ИВК представлена набором программных модулей, выполняющих определенные вычислительные функции и имеющих идентификационные данные.

8.2 Проверку соответствия идентификационных данных (признаков) ПО ИВК сведениям, приведенным в описании типа СИКН, проводят согласно руководству оператора ИВК.

8.3 Результат проверки соответствия идентификационных данных (признаков) ПО ИВК (идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационный номер) ПО, цифровой идентификатор ПО, алгоритм вычисления цифрового идентификатора) считается положительным, если полученные идентификационные данные (признаки) ПО ИВК соответствуют идентификационным данным (признакам), указанным в описании типа СИКН.

8.4 Проверку соответствия идентификационных данных (признаков) ПО АРМ оператора СИКН проводят согласно руководству АРМ оператора.

8.5 Результат проверки соответствия идентификационных данных (признаков) ПО АРМ оператора СИКН (идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационный номер) ПО, цифровой идентификатор ПО, алгоритм вычисления цифрового идентификатора) считается положительным, если полученные идентификационные данные (признаки) ПО АРМ оператора СИКН соответствуют идентификационным данным (признакам), указанным в описании типа СИКН.

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

9. Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверяют наличие сведений о действующих положительных результатах поверки СИ (измерительных компонентов), фактически установленных на СИКН (из числа СИ, приведенных в таблице 1 описания типа СИКН, а также показывающих СИ температуры и давления утвержденного типа), в ФИФОЕИ, наличие действующих знаков поверки, нанесенных на СИ (измерительные компоненты), если предусмотрено нанесение знаков поверки, наличие действующих свидетельств о поверке, если предусмотрено оформление свидетельств о поверке на бумажном носителе, и (или) записей в паспортах (формулярах), заверенных подписью поверителя и знаком поверки, если предусмотрено нанесение знаков поверки.

9.2 Перечень СИ (измерительных компонентов) из состава СИКН приведен в таблице 1 описания типа СИКН.

9.3 Результаты проверки считают положительными, если СИ (измерительные компоненты) имеют запись в ФИФОЕИ о действующих положительных результатах поверки, действующие свидетельства о поверке, если предусмотрено оформление свидетельств о поверке этих СИ на бумажном носителе, и (или) записи в паспортах (формулярах), действующие знаки поверки, нанесенные на СИ (измерительные компоненты), если предусмотрено нанесение знаков поверки.

9.4 При реализации прямого метода динамических измерений массы нефти для каждого счетчика-расходомера массового Micro Motion (модификации CMF) модели CMFHC2 (далее – СРМ) в составе СИКН проводят по одному измерению при текущем значении массового расхода нефти ($Q_{тек}$, т/ч) на момент поверки СИКН и определяют относительное отклонение δ_i , %, массы нефти, измеренной СРМ, от массы нефти, измеренной ПУ и преобразователем плотности, по формуле

$$\delta_i = \frac{M_{СРМ i} - M_{ПУ i}}{M_{ПУ i}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где $M_{СРМ i}$ – масса нефти, измеренная i -м СРМ при текущем значении массового расхода нефти, кг (т);
 $M_{ПУ i}$ – масса нефти, измеренная ПУ и преобразователем плотности при текущем значении массового расхода нефти, при проведении измерения для i -го СРМ, кг (т).

Значение относительного отклонения δ_i , %, при проведении измерений не должно превышать 0,25 % по абсолютной величине для рабочих СРМ и контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве резервного, и не должно превышать 0,20 % по абсолютной величине для контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного. Если данные условия не выполняются, устраняют причины невыполнения, после чего повторно проводят измерения для определения относительного отклонения δ_i , %.

Допускается не проводить измерения для определения метрологических характеристик СИКН при условии, что контроль метрологических характеристик СРМ был проведен не ранее 30 дней до даты начала поверки СИКН, и при проведении контроля метрологических характеристик СРМ относительное отклонение δ_i , %, определенное по формуле (1), не превышает значения 0,25 % по абсолютной величине для рабочих СРМ и контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве резервного, и не превышает 0,20 % по абсолютной величине для контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного.

Относительную погрешность $\delta m_{п.н}$, %, измерений массы нетто нефти с применением СИКН определяют по следующей формуле

$$\delta m_{п.н} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_m^2 + \frac{\Delta W_{М.В}^2 + \Delta W_{М.П}^2 + \Delta W_{Х.С}^2}{\left(1 - \frac{W_{М.В} + W_{М.П} + W_{Х.С}}{100}\right)^2}}, \quad (2)$$

- где δ_m – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СРМ, %;
- $\Delta W_{М.В}$ – предел абсолютной погрешности определений массовой доли воды в нефти, %;
- $\Delta W_{М.П}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;
- $\Delta W_{Х.С}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %;
- $W_{М.В}$ – массовая доля воды в нефти, %;
- $W_{М.П}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;
- $W_{Х.С}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

Результаты определения относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН являются положительными, если полученное значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти $\delta m_{п.н}$, %, не превышает 0,35 % по абсолютной величине.

При получении положительных результатов по п. 9.1 и п. 9.4 настоящей методики поверки СИКН обеспечивает измерения массы брутто нефти с погрешностью, не превышающей установленные пределы $\pm 0,25$ % и массы нетто нефти с погрешностью, не превышающей установленные пределы $\pm 0,35$ %.

10. Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

10.1 При получении положительных результатов по п. 9.1 и п. 9.4 настоящей методики поверки, а именно:

- СИ (измерительные компоненты), входящие в состав СИКН, имеют действующие свидетельства о поверке и (или) запись в ФИФОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки;

- 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 в соответствии с Приложением А или Приложением Б. Допускается оформлять протокол поверки СИКН в измененном виде. Сведения о результатах поверки передаются в ФИФОЕИ лицом, проводившим поверку СИКН.

11.2 При положительных результатах поверки СИКН признается пригодной к применению.

11.3 Результаты поверки СИКН оформляют в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.

11.4 При оформлении свидетельства о поверке СИКН на бумажном носителе на оборотной стороне свидетельства о поверке указывают:

- диапазон измерений массового расхода нефти;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти $\pm 0,25\%$;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти $\pm 0,35\%$;
- номер протокола поверки СИКН.

11.5 В протоколе поверки СИКН приводят перечень СИ (измерительных компонентов), входящих в состав СИКН, в соответствии с описанием типа СИКН, с указанием их заводских и регистрационных номеров.

11.6 Знак поверки наносят на свидетельство о поверке СИКН.

11.7 В случае периодической или внеочередной поверки СИ (измерительного компонента) или замены СИ (измерительного компонента) из состава СИКН на аналогичное, приложенное свидетельство о поверке СИ (измерительного компонента) заменяют на новое свидетельство о поверке СИ (измерительного компонента).

11.8 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.

11.9 Установка пломб непосредственно на СИКН не предусмотрена. Нанесение знака поверки непосредственно на СИКН не предусмотрено.

**Приложение А
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки СИКН**

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Наименование средства измерений: _____
Регистрационный №: _____
Заводской №: _____
Изготовитель: _____
Наименование и адрес заказчика: _____
Методика поверки: _____
Место проведения поверки: _____
Поверка выполнена с применением: _____
Условия проведения поверки: _____
Температура окружающего воздуха
в помещениях СИКН: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

Измеряемая среда: _____

Количество измерительных линий, шт.: _____

Диапазон измерений расхода измеряемой среды, т/ч: _____

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

2 Подготовка к поверке средства измерений (п. 7.1 - 7.6): _____
(соответствует/не соответствует)

3 Проверка герметичности средства измерений (п. 7.7): _____
(соответствует/не соответствует)

4 Опробование средства измерений (п. 7.10): _____
(соответствует/не соответствует)

5 Проверка программного обеспечения средства измерений (п. 8): _____
(соответствует/не соответствует)

6 Определение метрологических характеристик средства измерений (п. 9): _____
(соответствует/не соответствует)

Таблица – Перечень СИ (измерительных компонентов)

Наименование	Заводской номер*	Регистрационный номер	Наличие сведений о поверке в ФИФОЕИ (Да/Нет)
* Допускается замена СИ на аналогичное СИ утвержденного типа из перечня СИ в описании СИКН без переоформления настоящего протокола поверки СИКН и с предоставлением сведений о положительных результатах поверки замененного СИ.			

СИ (измерительные компоненты) из состава СИКН _____
(имеют/не имеют)

сведения о положительных результатах поверки в ФИФОЕИ и действующие знаки поверки (п. 9.1).

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти с применением СИКН: _____

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН: _____

Значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти
и значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти
с применением СИКН (п. 10.1): _____
(соответствуют/не соответствуют)

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

Дата проведения поверки « ____ » _____ 20 ____ г.

Приложение Б
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки СИКН

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ (ПЕРВИЧНАЯ/ПЕРИОДИЧЕСКАЯ) № _____

Наименование СИ: _____
 Тип, модификация: _____
 Год выпуска: _____
 Заводской №: _____
 Принадлежит: _____
 Место проведения поверки: _____
 Поверено в соответствии с: _____
 Средства поверки: _____
 Условия поверки: _____
 1. Внешний осмотр СИКН: _____
 2. Опробование СИКН: _____
 3. Проверка программного обеспечения СИКН: _____

Идентификационные данные ПО, реализованного в ИВК

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

Идентификационные данные ПО, реализованного в АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ оператора МКАИР	Генератор отчетов АБАК REPORTER
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер) ПО		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО		

Идентификационные данные ПО, реализованного в АРМ оператора.
Контроль метрологических характеристик влагомера по испытательной лаборатории

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

4. Проверка наличия действующих свидетельств о поверке и сертификатов о калибровке СИ, входящих в состав СИКН: _____

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

5. Определение относительной погрешности СИКН при измерениях
массы (массового расхода) нефти

5.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти при прямом методе динамических измерений принимается, равной относительной погрешности счетчика-расходомера массового Micro Motion (модификации CMF) модели CMFHC2: _____

5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти: _____

Результат поверки: _____

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

Дата проведения поверки «___» _____ 20__ г.