

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»
Государственный научный метрологический центр
ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию
ФГУП «ВНИИР»



А.С. Тайбинский

«10» октября 2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ №1555
ПСП «ЛЕНСК»

Методика поверки

МП 0595-14-2017

Начальник НИО-14

 Р.Н. Груздев

Тел. отдела: +7 (843) 299-70-52

Казань
2017

РАЗРАБОТАНА ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ Левина А.П.

УТВЕРЖДЕНА ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти №1555 ПСП «Ленск» (далее – СИКН) и устанавливает методику периодической (первичной) поверки при эксплуатации, а так же после ремонта.

Первичная поверка СИКН выполняется, согласно части 1 ст. 13 Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ и приказа Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815, до ввода ее в эксплуатацию, а также после ее ремонта.

Периодическая поверка СИКН выполняется в процессе ее эксплуатации.

Методика поверки разработана в соответствии с требованиями РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения».

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения системы	7.2	Да	Да
Опробование	7.3	Да	Да
Определение (контроль) метрологических характеристик	7.4	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Основное средство поверки

2.1.1 Рабочий эталон 2-го разряда, в соответствии с ГОСТ 8.142-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового и объемного расхода (массы и объема) жидкости», с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки СРМ, входящих в состав системы во всем диапазоне измерений.

2.2 Средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН, приведены в таблице 5 настоящей инструкции.

2.3 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки утвержденных типов, если их метрологические и основные технические характеристики аналогичны или лучше указанных в НД, приведенных в таблице 2,3 настоящей инструкции.

3 Требования к квалификации поверителей

3.1 Поверку СИКН проводят лица, аттестованные в качестве поверителя, в соответствии с областью аккредитации в установленном порядке.

3.2 К поверке допускаются лица, изучившие руководство по эксплуатации на поверяемую СИКН и имеющие квалификационную группу по технике безопасности не ниже II в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

4 Требования безопасности

4.1 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 Ростехнадзора от 12 марта 2013 г. № 101 «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 НД;

- 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»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1, 2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- 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.

4.2 В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно Свода правил СП 12.13130.2009 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» помещение СИКН, с размещенным внутри оборудованием, относится:

- к категории помещений - Ан;
- по классу взрывоопасных зон - В1-а;
- по категории и группе взрывопожарной смеси - II-АТЗ.

В соответствии с ГОСТ 30852.11-2002 (МЭК 60079-12:1978) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам» нефть относится к категории взрывоопасной смеси - ПА. В соответствии с ГОСТ 30852.5-2002 (МЭК 60079-4:1975) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения» нефть относится к группе взрывоопасной смеси ТЗ.

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

4.4 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.0-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования».

4.5 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.

4.6 В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания СИКН разрабатываются руководство по эксплуатации СИКН, инструкции по видам работ, регламент взаимоотношений между диспетчерскими службами принимающей и сдающей сторон.

5 Условия поверки

Поверка системы осуществляется на месте ее эксплуатации.

5.1 При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

5.2 Метрологические и основные технические характеристики СИКН при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2 и таблице 3 соответственно.

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 53 до 756
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$

Таблица 3 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	4 (3 рабочие, 1 контрольно – резервная)
Избыточное давление измеряемой среды, МПа, не более	от 0,64* до 3,6
Параметры измеряемой среды	
Температура измеряемой среды, °С	от +10 до +30
Плотность измеряемой среды, кг/м ³ : - при температуре нефти 20 °С - при температуре нефти 15 °С	от 870,1 до 895 от 873,6 до 898,4
Кинематическая вязкость измеряемой среды при температуре нефти 20 °С, мм ² /с (сСт), не более	50
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,005
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст), не более	66,7 (500)
Массовая доля парафина, %, не более	2,7
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20
Режим работы СИКН	постоянный
Содержание свободного газа, %	не допускается
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	380/220
- частота переменного тока, Гц	50±1
Потребляемая мощность, кВт, не более	103

Окончание таблицы 3 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -57 до +36 80 от 96 до 104
Средний срок службы, лет	10

*Примечание – при расходе от 53 до 130 т/ч допускается работа при давлении 0,4 МПа на входе в СИКН.

6 Подготовка к поверке

6.1 При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с руководством по эксплуатации СИКН и НД на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

7 Проведение поверки

7.1 Внешний осмотр

7.1.1 При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид.

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

7.1.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

– на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытий, ухудшающих внешний вид и 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 поверены и иметь пломбы, несущие на себе знак поверки, в соответствии с их методикой поверки и (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».

7.1.2 СИ, входящие в состав СИКН поверяют в соответствии с методиками поверки, указанными в таблице 5.

7.1.3 Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав СИКН.

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

7.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН

7.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на СИКН.

7.2.1.1 Идентификационные данные ПО СИКН должны соответствовать сведениям, приведенным в таблице 4.

Таблица 4 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (основной)	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (резервный)	Автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	LinuxBinary.app	ОЗНА-Flow
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.09f	06.09f	v 2.1
Цифровой идентификатор ПО	8E78	8E78	64C56178

7.2.2 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее – ИВК) проводят в следующей последовательности:

- а) включить питание ИВК, если питание было выключено;
- б) дождаться после включения питания появления на дисплее ИВК главного меню или войти в главное меню;
- в) в главном меню нажатием клавиши «5» выбрать пункт меню «5. SYSTEM SETTINGS»;
- г) нажатием клавиши «7» выбрать пункт меню «7. SOFTWARE VERSION»;
- д) нажатием клавиши «Стрелка вправо» получить идентификационные данные со следующих экранов:

- 1) VERSION CONTROL FILE CSUM – контрольная сумма;
- 2) VERSION CONTROL APPLICATION SW – версия программного обеспечения ИВК.

7.2.3 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора «ОЗНА-Flow» проводят в следующей последовательности:

- а) нажать левой кнопкой "мыши" по кнопке "CRC ОЗНА-Flow" в нижней части окна мнемосхемы;
- б) в открывшемся окне «ОЗНА-Flow» отображается цифровой идентификатор ПО.

7.2.4 Полученные результаты идентификации ПО СИКН должны соответствовать данным указанным в описании типа на СИКН.

7.2.5 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 идентификацию данных ПО СИКН.

7.3 Опробование

7.3.1 Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

7.3.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов СИКН в соответствии с руководством по эксплуатации СИКН, возможность получения отчета.

7.3.3 Проверяют герметичность СИКН.

7.3.4 На элементах и компонентах СИКН не должно быть следов протечек нефти.

7.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

7.4.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

7.4.1.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти δM_B , %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» при прямом методе динамических измерений СИКН принимают равной относительной погрешности измерений массы нефти счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (модификации CMF 400) с измерительными преобразователями серии 2700 и счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (модели CMF 400) с электронными преобразователями модели 2700.

7.4.1.2 Результат поверки признают положительным, если значение относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти не превышает $\pm 0,25$ %.

7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

7.4.2.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_H , %, определяют по формуле:

$$\delta M_H = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta M_B^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{XC} + W_{МП}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где δM_B – относительная погрешность СИКН при измерениях массы брутто нефти, %;

ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в лаборатории, %, вычисляется по формуле (6); при измерении объемной доли воды влагомером нефти поточным УДВН-1пм (далее – ВП) вычисляется по формуле:

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \times \rho_B}{\rho_H^B} \quad (2)$$

где $\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВП, %;

ρ_B – плотность воды при условиях измерений φ_B , кг/м³;

ρ_H^B – плотность нефти при условиях измерений φ_B , кг/м³;

φ_B – объемная доля воды в нефти, %, измеренная ВП или в лаборатории;

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, по формуле (6);

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляемые по формуле:

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \times \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (3)$$

где $\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³, по формуле (6);

ρ_H^{XC} – плотность нефти при условиях измерений φ_{XC} , кг/м³;

W_B – массовая доля воды в нефти, %, определенная в лаборатории.

При измерении объемной доли воды ВП массовая доля воды вычисляется ИВК по формуле:

$$W_B = \frac{\varphi_B \times \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (4)$$

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %, определенная в лаборатории;

W_{XC} – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определенная в лаборатории и вычисляемая по формуле:

$$W_{XC} = 0,1 \times \frac{\varphi_{XC}}{\rho_H}, \quad (5)$$

где φ_{XC} – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории.

7.4.2.2 Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей в нефти определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001 «ГСИ. Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

7.4.2.3 Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего показателей качества нефти абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле:

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2} \times 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

где R и r – пределы воспроизводимости и повторяемости (сходимости) метода определения соответствующего показателя качества нефти.

7.4.2.4 Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;

- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;

- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

7.4.2.5 Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости.

7.4.2.6 Результат поверки признают положительным, если значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН не превышают $\pm 0,35$ %.

7.5 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 5 с учетом требований, предъявляемых к СИКН.

Таблица 5 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД	Межповерочный интервал, месяцы
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (модификации CMF 400) с измерительным преобразователем серии 2700 и счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (модели CMF 400) с электронным преобразователем модели 2700	МИ 3151-2008 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности	12

Продолжение таблицы 5 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД	Межповерочный интервал, месяцы
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835)	МИ 2816-2012 ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации	12
Датчики температуры 644	Инструкция. Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки, согласованная с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», август 2008 г.	12
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	ГОСТ 8.461-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки	12
Преобразователи измерительные Rosemount 644	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г.	12
Преобразователи давления измерительные 3051 модели 3051TG и модели 3051T	МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г. МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в феврале 2015 г.	12
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	Документ 5ШО.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 07.07.2011	12
Манометры МП показывающие и сигнализирующие	МП «Манометры МП, НП, ЭКН и ЭКМ, вакуумметры ВП, ТП, ЭКТ и ЭКВ, мановакуумметры МВП, ТНП, ЭКТН и ЭКМВ, дифманометры ДП и ЭКД показывающие и сигнализирующие»	12
Манометры для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки	12
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные (мод. 7829)	МИ 3302-2010 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки	12

Окончание таблицы 5 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД	Межповерочный интервал, месяцы
ВП	МИ 2366-2005 Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки	12
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 ГСИ. Термометры жидкостные стеклянные рабочие. Методика поверки	36
ИВК	МП 117-221-2013 «Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки», утвержденная ФГУП «УНИИМ» в апреле 2014 г.	12
Весы лабораторные электронные GZH	Методика поверки, утвержденная ФГУП «СНИИМ»	12
Преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К	Документ «Преобразователи с гальванической развязкой серии К фирмы Pepperl+Fuchs GmbH, Германия. Методика поверки», утвержденный ФГУП «ВНИИМС» 24.12.2008 г.	12
Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии μ Z600	Документ «Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии μ Z600. Методика поверки», утвержденный ФГУП «ВНИИМС» 15.04.2011 г.	12

СИ, не участвующие в определении массы нефти или результаты измерений, которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, калибруются в соответствии с действующими НД, приведенными в таблице 6.

Т а б л и ц а 6 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД	Интервал между калибровками, месяцы
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	МП 48218-11 ГСИ. Расходомеры ультразвуковые UFM 3030, UFM 3030-300, UFM 500-030, UFM 500-300. Методика поверки, утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2011 г.	12
Преобразователи давления измерительные 3051 модели 3051 CD	МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г.	12
Датчики давления ДМ5007	МИ 1997-89 ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки	12

8 Оформление результатов поверки

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02 июля 2015 г. № 1815 (далее – Порядок проведения поверки СИ).

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают пределы допускаемой

относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти, а также диапазон измеряемого расхода СИКН, состоящий из значений минимального и максимального расхода. За значение минимального расхода принимают минимальный расход того преобразователя расхода, у которого расход среди всех рабочих преобразователей расхода наименьший (согласно свидетельствам об их поверке), или значение минимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно больше. За значение максимального расхода принимают сумму максимальных расходов преобразователей расхода, установленных на рабочих измерительных линиях СИКН (согласно свидетельствам об их поверке), или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно меньше.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

8.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.