

УТВЕРЖДАЮ

Директор ФБУ «Томский ЦСМ»

М.М. Чухланцева

12 2016 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти ПСП «Ухта»
ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»**

Методика поверки

МП 271-16

г. Томск
2016 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1 Общие положения	3
2 Операции поверки	3
3 Средства поверки	4
4 Требования к квалификации поверителей	4
5 Требования безопасности	4
6 Условия поверки	5
7 Подготовка к поверке	5
8 Проведение поверки	5
9 Оформление результатов поверки	10

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти ПСП «Ухта» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (далее – СИКН) и устанавливает методы и средства её первичной и периодической поверки.

1.2 Первичную поверку СИКН выполняют перед вводом в эксплуатацию или после ремонта (замены) средств измерений, входящих в состав СИКН и влияющих на метрологические характеристики. Периодическую поверку СИКН выполняют в процессе эксплуатации через установленный интервал между поверками.

1.3 Интервал между поверками СИКН – 1 год.

1.4 СИКН подвергают поэлементной поверке. Средства измерений, входящие в состав СИКН, поверяют согласно утвержденным методикам поверки. Если очередной срок поверки средства измерений (СИ) наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяется только это СИ и поверка СИКН в целом не проводится.

1.5 В случае непригодности средств измерений СИКН, допускается их замена на однотипные, прошедшие поверку, с аналогичными метрологическими характеристиками. Замена оформляется актом, который хранится совместно с формуляром СИКН.

1.6 В случае неисправности компонентов СИКН их направляют в ремонт. При этом на время ремонта допускается использовать однотипные средства измерений, прошедшие поверку. После ремонта выполняют поверку каждого отказавшего СИ, установленного на линиях БИЛ и БИК, при этом поверка СИКН в целом не проводится. В случае ремонта ИВК выполняют поверку СИКН в целом.

1.7 В случае замены ИВК, компьютера АРМ оператора, при обновлении и расширении функций ПО «Визард» проводят анализ изменений. Если внесённые изменения влияют на метрологически значимую часть программного обеспечения СИКН, то проводят испытания СИКН в целях утверждения типа в части вносимых изменений.

1.8 В тексте приняты следующие сокращения:

АРМ оператора	– автоматизированное рабочее место;
БИК	– блок измерений показателей качества нефти;
БИЛ	– блок измерительных линий;
ИВК	– контроллера измерительного FloBoss модели S600+;
КМХ	– контроль метрологических характеристик;
МП	– методика поверки;
ПО	– программное обеспечение;
ПМР	– преобразователь массового расхода (массомер, счетчик-расходомер массовый, расходомер);
ПП	– поточный плотномер;
СИ	– средство измерений;
СИКН	– система измерений количества и показателей качества нефти ПСП «Ухта» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»;
СОИ	– система обработки информации;
ТПУ	– трубопоршневая поверочная установка;
ФИФ ОЕИ	– Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

2 Операции поверки

2.1 При проведении поверки СИКН выполняют следующие операции:

- рассмотрение документации;
- внешний осмотр;
- проверка требований безопасности;
- проверка условий эксплуатации СИКН;
- опробование;

- подтверждение соответствия программного обеспечения;
- проверка метрологических характеристик СИКН.

2.2 Если при проведении какой-либо операции поверки получены отрицательные результаты, дальнейшую поверку не проводят.

3 Средства поверки

3.1 При проведении поверки применяют основные средства поверки, перечень которых приведен в таблице 1. Допускается использовать аналогичные средства поверки, обеспечивающие проверку метрологических и технических характеристик СИКН с требуемой точностью.

3.2 Средства измерений, применяемые при поверке, должны быть внесены в ФИФ ОЕИ и иметь действующие свидетельства о поверке и (или) знаки поверки.

3.3 При проведении поверки средств измерений, входящих в состав СИКН, применяют средства поверки, указанные в МП соответствующих СИ.

Таблица 1 – Средства поверки

Наименование средства поверки	Диапазон измерений	Погрешность измерений
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB	Диапазон измерений расхода от 50 до 185 м ³ /ч	$\delta = \pm 0,05 \%$
Термогигрометр ИВА-6А-Д	–диапазон измерений температуры от 0 до +60 °С; –диапазон измерений влажности от 0 до 98 %; –диапазон измерений атмосферного давления от 86 до 106 кПа	$\Delta = \pm 0,3 \text{ } ^\circ\text{C}$; $\Delta = \pm 3 \%$; $\Delta = \pm 2,5 \text{ кПа}$
Измеритель сопротивления заземления ИС-10	Диапазоны измерений сопротивления от 0 до 999 мОм, от 1,00 до 9,99 Ом	$\pm(3+0,01 \cdot (R_k/R_x-1)) \%$ + +3 е.м.р.
Примечания – В таблице приняты следующие обозначения: δ – относительная погрешность, %; Δ – абсолютная погрешность, единица величины; R_k – верхний предел диапазона измерений сопротивления, Ом; R_x – измеренное значение сопротивления, Ом		

4 Требования к квалификации поверителей

4.1 Поверка СИКН должна выполняться специалистами, имеющими группу допуска по электробезопасности не ниже второй, удостоверение на право работы на электроустановках до 1000 В, прошедшими инструктаж по охране труда на рабочем месте, изучившими эксплуатационную документацию на СИКН, её составные части и настоящую методику поверки.

5 Требования безопасности

5.1 При проведении поверки должны выполняться требования действующих документов: «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

5.2 При проведении поверки необходимо соблюдать требования безопасности, указанные в эксплуатационной документации на средства поверки, СИКН, средства измерений и оборудование, входящие в состав СИКН.

6 Условия поверки

6.1 Поверку выполняют в рабочих условиях эксплуатации СИКН:

- | | |
|---|------------------------|
| – температура окружающей среды средств измерений, °С | от плюс 20 до плюс 25; |
| – температура окружающей среды АРМ оператора, °С | от плюс 5 до плюс 35; |
| – верхнее значение относительной влажности воздуха, % | 90; |
| – атмосферное давление, кПа | от 84 до 106. |

6.2 Параметры и показатели товарной нефти на месте эксплуатации СИКН должны соответствовать требованиям, приведенным в описании типа СИКН и документе «Инструкция. ГСИ. Масса нефти и показатели качества товарной нефти. Методика измерений с помощью системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН), сдаваемой в АК «Транснефть» по проекту «Концевые сооружения межпромыслового нефтепровода ППСН «Ярега» – ПСП «Ухта» (2 этап строительства)» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (регистрационный номер в ФИФ ОЕИ ФР.1.29.2015.20896).

7 Подготовка к поверке

7.1 На поверку СИКН должны быть представлены следующие документы:

– ОФТ.05.1974.01.00.00.00.00.00.00. ФО Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) ПСП «Ухта» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Формуляр (формуляр);

– ОФТ.05.1974.00.00.00.00.00.00.00.00. РЭ Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН), сдаваемой в АК «Транснефть» по проекту «Концевые сооружения межпромыслового нефтепровода ППСН «Ярега» - ПСП «Ухта» (2 этап строительства)» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Руководство по эксплуатации (руководство по эксплуатации);

– ОФТ.05.1974.00.00.00.00.00.00.00.00. ИЗ Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН), сдаваемой в АК «Транснефть» по проекту «Концевые сооружения межпромыслового нефтепровода ППСН «Ярега» - ПСП «Ухта» (2 этап строительства)» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Руководство оператора (руководство оператора);

– Инструкция. ГСИ. Масса нефти и показатели качества товарной нефти. Методика измерений с помощью системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН), сдаваемой в АК «Транснефть» по проекту «Концевые сооружения межпромыслового нефтепровода ППСН «Ярега» – ПСП «Ухта» (2 этап строительства)» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»;

– описание типа;

– свидетельство о предыдущей поверке СИКН (при периодической поверке);

– документы, подтверждающие поверку средств измерений, входящих в состав СИКН, по методикам поверки, указанным в таблице 4;

– эксплуатационная документация на средства измерений, входящие в состав СИКН.

7.2 Перед выполнением операций поверки необходимо изучить настоящий документ, эксплуатационную документацию на поверяемую СИКН и её компоненты.

7.3 Непосредственно перед выполнением поверки необходимо подготовить средства поверки к работе в соответствии с их эксплуатационной документацией.

8 Проведение поверки

8.1 Рассмотрение документации

8.1.1 При рассмотрении документации проверяют, что:

– комплектность документации на СИКН соответствует перечню, указанному в 7.1 настоящей МП;

– все средства измерений, входящие в состав СИКН, и средства поверки имеют действующие свидетельства о поверке и (или) знаки поверки.

Результаты проверки положительные, если документация в наличии, средства поверки имеют документально подтвержденную пригодность для использования в операциях поверки, все средства измерений СИКН имеют действующие свидетельства и (или) знаки поверки.

8.2 Внешний осмотр

8.2.1 При внешнем осмотре проверяют соответствие СИКН следующим требованиям:

- на компонентах СИКН не должно быть загрязнений, механических повреждений, дефектов покрытия, непрочности крепления разъемов и других элементов, присутствия следов коррозии, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;

- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать технической документации.

Результаты проверки положительные, если выполняются вышеперечисленные требования. При оперативном устранении пользователем СИКН недостатков, замеченных при внешнем осмотре, поверка продолжается по следующим операциям.

8.3 Проверка требований безопасности

8.3.1 Проверку сопротивления цепи защитного заземления проводят только у тех компонентов СИКН, которые в соответствии с эксплуатационной документацией, должны быть подключены к защитному заземлению.

Значение сопротивления между заземляющим болтом (винтом, шпилькой) и каждой доступной прикосновению металлической нетоковедущей частью компонентов, которая может оказаться под напряжением, не должно превышать 4 Ом.

Сопротивление цепи защитного заземления измеряют измерителем сопротивления заземления или определяют по протоколам испытаний компонентов СИКН.

Результаты проверки положительные, если значение сопротивления цепи защитного заземления, измеренное или зафиксированное в протоколах, не превышает 4 Ом.

8.4 Проверка условий эксплуатации СИКН

8.4.1 Проверку условий эксплуатации компонентов СИКН, установленных в БИЛ, БИК, СОИ и ТПУ, проводят сравнением фактических условий применения с рабочими условиями эксплуатации, приведёнными в 6.1 настоящей МП и документации на СИКН.

8.4.2 Проверяют, что фактическое значение параметров и показателей товарной нефти, отображаемые на компьютере АРМ оператора и дисплее ИВК, находятся в диапазонах изменений, указанных в описании типа СИКН и документе «Инструкция. ГСИ. Масса нефти и показатели качества товарной нефти. Методика измерений с помощью системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН), сдаваемой в АК «Транснефть» по проекту «Концевые сооружения межпромыслового нефтепровода ППСН «Ярега» – ПСП «Ухта» (2 этап строительства)» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Результаты проверки положительные, если фактические условия эксплуатации СИКН и параметры и показатели товарной нефти соответствуют значениям, приведенным в описании 6.1 настоящей МП, описании типа СИКН и методике измерений.

8.5 Опробование

8.5.1 Опробование СИКН проводят в соответствии с руководством оператора и руководством по эксплуатации СИКН. С АРМ оператора проверяют правильность выполнения следующих функций:

- отображение текущих значений технологических и учетных параметров товарной нефти;
- выполнение поверки преобразователей массового расхода по трубопоршневой поверочной установке по МИ 3151-2008;
- выполнение КМХ преобразователей расхода по трубопоршневой поверочной установке и по контрольному преобразователю расхода по РМГ 100-2010, МИ 3532-2015;
- выполнение КМХ поточного преобразователя плотности по ареометру по РМГ 100-2010, МИ 3532-2015 и по результатам испытаний в лаборатории;
- выполнение КМХ поточного вискозиметра по результатам испытаний в лаборатории;
- выполнение КМХ поточного влагомера по резервному влагомеру и по результатам испытаний в лаборатории;
- формирование, хранение и вывод на печать протоколов поверки и контроля метрологических характеристик;

- запись и хранение архивов;
- настройка параметров средств измерений СИКН;
- регистрация событий в журнале.

Проверку правильности выполнения функций поверки и КМХ преобразователей СИКН допускается не проводить, если предоставлены соответствующие протоколы поверки и КМХ.

Результаты проверки положительные, если выполняются вышеперечисленные функции, на АРМ оператора отображаются текущие и архивные значения технологических и учетных параметров СИКН, формируются протоколы и отчеты.

8.6 Подтверждение соответствия программного обеспечения

8.6.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

8.6.1.1 Проверку идентификационных данных ПО ИВК проводят в процессе функционирования СИКН согласно документу «Контроллер расхода FLOBOSSTM S600+. Руководство по эксплуатации». Идентификационные данные ПО ИВК приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.09c
Цифровой идентификатор ПО	нет
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

8.6.1.2 Проверку идентификационных данных ПО ИВК проводят сравнением данных, приведенных в подменю «SOFTWARE VERSION» меню «SYSTEM SETTINGS» и 8.6.1.1 настоящей МП.

8.6.2.1 Проверку идентификационных данных ПО «Визард» проводят в процессе функционирования СИКН согласно руководству оператора. К идентификационным данным ПО «Визард» относятся:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии ПО;
- значения цифровых идентификаторов метрологически значимой части ПО «Визард» (хэш-коды, вычисленные по алгоритму MD5 для модулей выполнения поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей СИКН).

Идентификационные данные ПО «Визард» приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «Визард»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Визард»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v.2/1/1974
Цифровой идентификатор ПО	0X40DBC63BF736FB62C9C63ADD53F3F5E3 модуля «Поверка ПМР по ТПУ по МИ 3151-2008»
	0XFFEB685BC3463948FFD74617CB6767C8 модуля «КМХ ПМР по ПУ»
	0X00C99E87CE19B42D434F2016539683E0 модуля «КМХ ПМР по контрольному ПМР»
	0X003763C741854594DBA9051677D51607 модуля «КМХ ПП по ареометру»
	0X6D710CC2F3294568FB6DC8AE87281FB5 модуля «КМХ ПП по результатам испытаний в лаборатории»
	0XC05F8C1A3E911B322ABE6C1B30CEE59E

Идентификационные данные (признаки)	Значение
	модуля «КМХ вискозиметра по результатам испытаний в лаборатории»
	0X6865EE1D89A2A38DAA6D6C0D204CE866 модуля «КМХ ПВ по резервному ПВ»
	0X39C7BE1CAE6F7010EA6F383952461D6B модуля «КМХ ПВ по результатам испытаний в лаборатории»
	0X51114132704D60025EBADEF1F7A1829B модуля «Процедура расчета цифрового идентификатора»
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

8.6.2.2 Проверку идентификационного наименования и номера версии ПО «Визард» проводят сравнением данных, приведённых в правом верхнем углу строки «Меню» (рисунок 1) и 8.6.2.1 настоящей МП.



Рисунок 1 – Строка «Меню» ПО «Визард»

8.6.2.3 Проверку цифрового идентификатора ПО «Визард» выполняют в соответствии с руководством оператора нажатием кнопки «Версия» (рисунок 1). Проверяют, что сгенерированные значения хэш-кодов модулей метрологически значимой части ПО «Визард» соответствуют значениям, приведенным в таблице 3.

Результаты проверки положительные, если наименования, номера версий и значения цифровых идентификаторов ПО ИВК и ПО «Визард» соответствуют данным, указанным в 8.6.1.1 и 8.6.2.1 настоящей МП.

8.6.2 Проверка защиты ПО и данных

8.6.2.1 Проверку защиты ПО и данных от преднамеренных и непреднамеренных изменений на программном уровне проводят проверкой наличия и правильности функционирования:

- алгоритма авторизации пользователей ПО (отсутствие доступа к выполнению функций и данным при вводе неверного пароля);
- средств обнаружения и фиксации событий (отображение сообщений в журнале).

Результаты проверки положительные, если осуществляется авторизованный доступ к выполнению функций ПО и данным, в журнале фиксируются события.

8.6.2.2 Проверку защиты ПО от несанкционированного доступа на аппаратном уровне проводят проверкой ограничения доступа к запоминающим устройствам СИКН и наличия средств механической защиты – замков и пломб на дверях шкафов, в которых установлены СИ, пломб на системных блоках компьютеров АРМ оператора.

Результаты проверки положительные, если защита программного обеспечения и данных обеспечивается конструкцией СИКН, на дверях шкафов имеются замки и пломбы, на системных блоках компьютеров АРМ операторов имеются пломбы.

8.7 Проверка метрологических характеристик СИКН

8.7.1 Поверку средств измерений, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с документами, приведёнными в таблице 4.

Таблица 4 – Методики поверки средств измерений СИКН

Наименование средства измерений	Регистрационный номер ФИФ ОЕИ	Наименование методики поверки средства измерений
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion	45115-10	МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности». МИ 3151-2008 «ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности». «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки», утвержденная ВНИИМС 25.07.2010 г.
Датчик давления Метран-150	32854-13	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в ноябре 2013 г.
Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	26803-11	5ШО.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.
Манометр избыточного давления показывающий МПЗ-У	10135-10	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Датчик температуры STR-ALW (исполнение LAB)	51742-12	МП 51742-12 «Датчики температуры STR-ALW, STU-ALW. Методика поверки», разработанная и утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 27.04.2012 г.
Термометр жидкостный стеклянный нефтяной Р-А	32454-06	ГОСТ 8.279-78 ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	57762-14	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 23.05.2014 г.
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	14557-10	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Преобразователь плотности жидкости измерительный мод. 7835	15644-06	МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки». МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный мод. 7829	15642-06	МИ 3001-2006 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости поточные моделей 7827 и 7829 фирмы «Solartron Mobrey Limited». Методика поверки в динамическом режиме». МИ 3119-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки». РД 50-294-81 «Методические указания. Плотномеры

Наименование средства измерений	Регистрационный номер ФИФ ОЕИ	Наименование методики поверки средства измерений
		вибрационные. Методы и средства поверки»
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB 1-го разряда	44252-10	МИ 1972-95 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников». МИ 3155-2008 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе мерника и объемного счетчика». МИ 3209-2009 «Инструкция. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки с помощью поверочной установки на базе эталонных мерников»
Контроллер измерительный FloBoss модель S600+ (далее ИВК FloBoss)	38623-11	Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 25.03.2011 г.

8.7.2 СИКН обеспечивает нормированные в описании типа метрологические характеристики при использовании поверенных средств измерений, входящих в её состав, соблюдении рабочих условий эксплуатации СИКН и требований, приведенных в методике измерений.

Метрологические характеристики СИКН определяют расчётно-экспериментальным способом. Метрологические характеристики средств измерений, входящих в состав СИКН, определяют по описаниям типа. Методика расчета относительных погрешностей измерений массы брутто и массы нетто товарной нефти приведена в документе «Инструкция. ГСИ. Масса нефти и показатели качества товарной нефти. Методика измерений с помощью системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН), сдаваемой в АК «Транснефть» по проекту «Концевые сооружения межпромыслового нефтепровода ППСН «Ярега» – ПСП «Ухта» (2 этап строительства)» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Допускается не проводить расчет метрологических характеристик СИКН при условии, что выполняются операции поверки, приведённые в 8.1 и 8.3 настоящей МП.

Результаты поверки положительные, если относительная погрешность измерений массы находится в допустимых пределах: $\pm 0,25\%$ при измерениях массы брутто нефти и $\pm 0,35\%$ при измерениях массы нетто нефти.

9 Оформление результатов поверки

9.1 При положительных результатах поверки СИКН оформляют протокол и свидетельство о поверке в соответствии с требованиями действующих нормативно-правовых документов. Знак поверки наносят на свидетельство о поверке.

9.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускается, свидетельство о поверке аннулируется, выдается протокол поверки и извещение о непригодности.