

УТВЕРЖДАЮ

**Генеральный директор
АО «МЦЭ»**

А.В. Федоров

2018 г.



ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерений уровня и контроля утечек SiteSentinel

Методика поверки

МЦКЛ.0047.МП

с изменением №1

г. Москва

2018

Настоящая методика поверки распространяется на системы измерений уровня и контроля утечек SiteSentinel (далее - система) предназначенные для непрерывных измерений уровня, температуры и плотности нефтепродуктов, уровня и температуры подтоварной воды в резервуарах автозаправочных станций (далее - АЗС) и нефтебаз, вычислений объёма и массы нефтепродуктов при хранении, отпущенных и полученных в резервуары АЗС и нефтебаз, а также для индикации утечек нефтепродуктов из резервуаров.

Первичную и периодическую поверку проводят органы Государственной метрологической службы или юридические лица, аккредитованные на право поверки в соответствии с действующим законодательством.

Интервал между поверками четыре года.

1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При поверке систем должны выполняться операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1 Внешний осмотр, проверка маркировки и комплектности	6.1	да	да
2 Опробование	6.2	да	да
3 Проверка соответствия программного обеспечения	6.3		
4 Определение абсолютной погрешности измерительного канала уровня нефтепродукта и подтоварной воды	6.4	да	да
5 Определение абсолютной погрешности измерительного канала температуры нефтепродукта	6.5	да	да
6 Определение абсолютной погрешности измерительного канала плотности нефтепродукта	6.6	да	да
7 Определение относительной погрешности результатов определения объёма и массы нефтепродукта в резервуаре	6.7	да	да
8 Оформление результатов поверки	7	да	да

2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки применяются следующие средства поверки и вспомогательное оборудование:

- установка поверочная уровнемерная УПУ с имитацией изменения уровня жидкости, номер 31696-06 в Госреестре СИ РФ, отметки задания уровня от 250 до 5000 мм (через 250 мм) пределы допускаемой абсолютной погрешности для этих отметок задания уровня $\pm 0,20$ мм;

- установка эталонная уровнемерная УЭУм с имитацией изменения уровня жидкости, номер 39199-08 в Госреестре СИ РФ, отметки задания уровня 3000 мм, 7000 мм, 11000 мм,

15000 мм и 19000 мм, пределы допускаемой абсолютной погрешности для этих отметок задания уровня соответственно $\pm 0,20$ мм, $\pm 0,30$ мм, $\pm 0,33$ мм, $\pm 0,40$ мм и $\pm 0,50$ мм;

- уровнемерные образцовые установки типов УУО-Н-1, УУО-Н-2,5, УУО-Н-6 и УУО-Н-12 с непосредственным изменением уровня жидкости и пределами измерений 0-1, 0-2,5, 0-6, 0-12 м, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 1 мм при дистанционном и $\pm 0,3$ мм при местном измерениях;

- рулетка измерительная металлическая с лотом 2 класса точности по ГОСТ 7502-98, длина измерительной ленты в зависимости от базовой высоты резервуара, ц.д. 1 мм, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\Delta = \pm 0,3 + 0,15 \cdot (L - 1)$ мм, где L - уровень в м;

- термометр цифровой малогабаритный типа ТЦМ 9410 Ех/М1 в комплекте с термопреобразователем ТТЦ01И-180, номер в Госреестре СИ РФ 32156-06, диапазон измерений, °С, от минус 50 до плюс 200, цена деления 0,1 °С, пределы абсолютной погрешности $\Delta = \pm (0,05 + 0,0005 \cdot |t| + 0,1)$ °С, где t-измеряемая температура, °С;

- плотномер лабораторный автоматический типа ВИП2-МР, номер 27163-09 в Госреестре СИ РФ, диапазон измерений плотности от 500 до 1600 кг/м³, пределы абсолютной погрешности $\Delta = \pm 0,1$ кг/м³;

- пробоотборник по ГОСТ 2517-85;

- термогигрометр «ИВА-6», регистрационный номер 46434-11 в Госреестре СИ РФ, пределы измерений влажности от 0 до 98 % и погрешность измерений влажности ± 3 %, диапазон измерений температуры от минус 40 до плюс 60 °С и погрешность измерений температуры $\pm 0,5$ °С.

(Измененная редакция, Изм. №1)

2.2 Все средства измерений должны иметь действующие свидетельства о поверке или отписки поверительных клейм.

2.3 Допускается применение других средств измерений и оборудования, не приведенных в перечне п. 2.1, но обеспечивающих определение (контроль) метрологических характеристик поверяемых установок с требуемой точностью.

2.3 (Введен дополнительно, Изм. №1)

3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

3.1 При проведении поверки руководствоваться "Правилами техники безопасности при эксплуатации установок потребителей", "Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей", утвержденными Главгосэнергонадзором.

3.2 При проведении поверки соблюдать требования безопасности на АЗС и нефтебазах в соответствии с инструкцией по эксплуатации, утвержденной владельцем, а также требования безопасности при работе в химико-аналитической лаборатории по анализу нефти и нефтепродуктов в соответствии с РД 39-0147103-354-89.

3.3 Помещения, в которых проводят работы с легковоспламеняющимися жидкостями, оборудуют установками пожарной сигнализации и пожаротушения в соответствии с ГОСТ 12.4.009-83 и оснащают общеобменной приточно-вытяжной вентиляцией и вытяжными шкафами.

3.4 При поверке измерительного канала уровня нефтепродукта и подтоварной воды с применением измерительной рулетки с грузом, уровни должны измеряться только через измерительный люк резервуара. Во время опускания рулетки внутрь резервуара операторы должны находиться с наветренной стороны люка и не должны наклоняться над измерительным люком.

3.5 Отбор проб нефтепродукта проводить в специальной одежде и обуви, изготовленных из материалов, не накапливающих статическое электричество, в соответствии с ГОСТ 12.4.124-83.

3.6 Средства, применяемые при поведении измерений, должны быть во взрывозащищённом исполнении для группы взрывоопасных смесей категории ПВ-ТЗ по ГОСТ 12.1.011-78 и предназначены для эксплуатации на открытом воздухе.

3.7 Содержание вредных паров и газов в воздухе вблизи резервуара на высоте 2000 мм не должно превышать санитарных норм, установленных ГОСТ 12.1.005-88.

3.8 Для освещения в темное время суток применять светильники во взрывозащищённом исполнении.

3.9 К работам по поверке измерительных каналов системы допускают лиц, достигших 18 лет, имеющих квалификацию товарного оператора не ниже четвертого разряда, прошедших обучение работе на резервуарах, сдавших экзамен по технике безопасности, изучивших техническую документацию на систему и обслуживаемые резервуары, используемые средства измерений и вспомогательные устройства и настоящую методику поверки.

4 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

4.1 При проведении первичной поверки должны быть соблюдены следующие условия поверки должны соблюдаться следующие условия:

- рабочая среда светлые нефтепродукты или жидкости-заменители;
- температура окружающего воздуха $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$;
- относительная влажность $(60 \pm 15) \%$;
- атмосферное давление (от 80 до 106) кПа;
- напряжение электропитания 220 В (+10/-15)%;
- частота в сети электропитания (50 ± 1) Гц.

4.2 Периодическая поверка должна проводиться в условиях эксплуатации компонентов системы и при положительной температуре рабочей среды в резервуаре.

5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

5.1 Перед проведением поверки должны быть выполнены следующие подготовительные работы:

- проверить наличие действующих свидетельств о поверке на применяемые средства поверки;
- подготовить к работе систему, средства поверки и вспомогательное оборудование в соответствии с требованиями, изложенными в их эксплуатационной документации.

5.1.2 Проверить «базовую высоту» резервуаров, на которые установлены поверяемые зонды из состава системы.

5.1.3 Рассчитывают абсолютные значения уровней заполнения резервуаров в мм, соответствующие 20%, 50% и 80% заполнения резервуара нефтепродуктом с отклонением не более $\pm 15\%$.

5.1.3 Обеспечить возможность заполнения резервуаров нефтепродуктами до рассчитанных уровней на время проведение поверки.

6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Внешний осмотр.

При внешнем осмотре проверить:

- наличие эксплуатационной документации на поверяемую систему;
- соответствие комплектности поверяемой системы, указанной в эксплуатационной документации;
- отсутствие видимых механических повреждений зондов, контроллеров, блоков сопряжения VSmart, электрических кабелей и электрических соединений;
- сохранность пломб.

6.2 Опробование

6.2.1 При опробовании проверять функционирование системы в соответствии с руководством по эксплуатации. Для опробования систему, установленную на резервуар с нефтепродуктом, включают в соответствии с указаниями руководства по эксплуатации.

6.2.2 На дисплее системы должны отобразиться идентификационные данные программного обеспечения, указанные в таблице 2.

6.2.3 Опробование каждого канала измерений уровня производится в процессе частичного заполнения или опорожнения резервуара. При этом на дисплее контроллера должно отображаться соответствующее изменение уровня нефтепродукта и неизменность показаний уровня подтоварной воды.

6.2.4 При опробовании каналов измерений температуры и плотности нефтепродукта все датчики температуры должны быть погружены в нефтепродукт. При этом на дисплее контроллера должны отображаться значения температуры нефтепродукта, измеряемые всеми термодатчиками, а также значение плотности нефтепродукта (для зондов, оснащённых датчиком плотности).

6.2.5 Результаты опробования положительные, если соблюдаются все указанные выше требования.

6.3 Проверка соответствия программного обеспечения

6.3.1 Внутреннее программное обеспечение (ПО) и внешнее ПО SiteConnect должно иметь номера версий, указанные в таблице 2.

Таблица 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	внутреннего ПО контроллера SiteSentinel			внешнего ПО SiteConnect
	iTouch	iSite и Integra	Nano	
Идентификационное наименование ПО	SS1_902B.bin	OPWFMS_iSite-core.cab	3.63.52.3 build 53	SSICConnect.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	9.XXY	1.X.XX.XXX (1.1.00.115)	3.XX.XX.X buildXX	8.X.X.XX (8.7.0.15)
Цифровой идентификатор ПО	_*	_*	_*	_*

X – принимает значения от 0 до 9, Y – буквы латинского алфавита.
* - Данные недоступны, так как данное ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс после опломбирования

6.3.1 (Измененная редакция, Изм. №1)

6.3.2 Проверку соответствия ПО, производить путём проверки номеров версий встроенного ПО контроллера и внешнего ПО SiteConnect согласно указаниям руководства по эксплуатации системы.

6.3.3 Результаты проверки считаются положительными, если номера версий встроенного ПО контроллера и внешнего ПО SiteConnect, соответствуют указанным в таблице 2.

6.4 Определение абсолютной погрешности измерительных каналов уровня нефтепродукта и подтоварной воды системы

6.4.1 Для определения абсолютной погрешности измерительного канала уровня нефтепродукта и подтоварной воды в диапазонах измерений возможно использование следующих средств поверки, указанных в п. 2.1:

- установки поверочные уровнемерные с имитацией изменения уровня жидкости в необходимом диапазоне измерений;
- уровнемерные образцовые установки с непосредственным изменением уровня жидкости в необходимом диапазоне измерений;
- рулетки измерительные металлические с лотом 2 класса точности по ГОСТ 7502-98,

длина измерительной ленты в зависимости от базовой высоты резервуара.

6.4.1 При использовании поверочных уровнемерных установок с имитацией изменения уровня жидкости или установок с непосредственным изменением уровня жидкости определение абсолютной погрешности измерительного канала уровня нефтепродукта и подтоварной воды производить в соответствии с порядком, предусмотренным в руководстве по эксплуатации соответствующей установки.

6.4.1.1 Результаты проверки считаются положительными, если полученные значения абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта и подтоварной воды, не превышают для всех каналов:

- ± 1,0 мм для уровня нефтепродукта от 50 до 1000 мм;
- ± $[1+0,15 \cdot (L-1)]$ мм¹ для уровня нефтепродукта свыше 1000 мм;
- ± 1,5 мм для уровня подтоварной воды.

6.4.2 При использовании рулеток измерительных металлических с лотом 2 класса точности по ГОСТ 7502-98 определение абсолютной погрешности каждого измерительного канала уровня нефтепродукта и подтоварной воды производить в следующем порядке.

6.4.2.1 Абсолютную погрешность поверяемого измерительного канала уровня нефтепродукта определять методом непосредственного сличения показаний уровня нефтепродукта в резервуаре по показаниям системы с результатами измерений уровня рулеткой измерительной металлической с лотом следующим образом.

Измерения выполнять при трёх значениях уровня нефтепродукта, соответствующих 20%, 50% и 80% заполнения резервуара с отклонением от номинального значения не более ± 15%. Начинать измерения можно с любого из трёх установленных уровней заполнения резервуара. Во время выполнения измерений не должен производиться слив или наполнение резервуара нефтепродуктом.

Перед выполнением измерений уровня после налива или слива нефтепродукта из резервуара необходимо выждать не менее 20 минут.

6.4.2.1.1 Уровень нефтепродукта в резервуаре измерять рулеткой через измерительный люк резервуара. При этом опускать ленту рулетки с грузом медленно до касания днища или опорной плиты резервуара, не допуская отклонения от вертикального положения, не задевая за внутреннее оборудование и сохраняя спокойное состояние поверхности нефтепродукта, не допуская волн. Поднимать ленту рулетки строго вертикально, не допуская смещения в сторону, чтобы избежать искажения линии смачивания на измерительной ленте. Показания по рулетке отсчитывать сразу после появления смоченной части над горловиной измерительного люка по линии смачивания с точностью до 1 мм. Измерения выполнять два раза. При получении расхождений между результатами измерений более 2 мм измерения повторяют до совпадения двух последовательных результатов. За действительное значение общего уровня нефтепродукта принимают среднее арифметическое из двух значений результатов измерений, с округлением до 1 мм.

6.4.2.1.2 Повторить измерения при следующих двух рассчитанных значениях уровня нефтепродукта в резервуаре (п. 6.4.2.1).

6.4.2.1.3 Рассчитать значения абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта согласно п. 6.4.3.

6.4.2.2 Определение абсолютной погрешности измерительного канала уровня подтоварной воды.

6.4.2.2.1 Абсолютную погрешность поверяемого измерительного канала уровня подтоварной воды определять методом непосредственного сличения показаний уровня подтоварной воды в соответствующем резервуаре по показаниям системы с данными о уровне подтоварной воды, полученными по результатам измерений уровня рулеткой измерительной металлической с лотом.

Определение уровня подтоварной воды в резервуарах производить с использованием

¹ Здесь L – число полных метров измеряемого уровня нефтепродуктов.

водочувствительной ленты или пасты. Во время измерений не должен производиться слив или наполнение резервуара нефтепродуктом.

6.4.2.2.2 Водочувствительную ленту в натянутом виде прикреплять к лоту с двух противоположных сторон. Водочувствительную пасту наносят тонким слоем (0,2-0,3 мм) на поверхность нижнего конца лота полосками с двух противоположных сторон.

6.4.2.2.3 Рулетку с лотом при определении уровня подтоварной воды выдерживают в резервуаре неподвижно в течение 2-3 минут, или время, указанное в эксплуатационной документации на используемую водочувствительную ленту или пасту.

6.4.2.2.4 Измерение уровня подтоварной воды в резервуаре проводят в последовательности, описанной в п. 6.4.2.1. Измерение уровня подтоварной воды должно быть повторено, если на ленте или пасте он обозначается нечетко, косой линией или не на одинаковой высоте с обеих сторон. Размытая грань является следствием отсутствия резкой границы раздела между водой и нефтепродуктом свидетельствует о наличии водозмульсионного слоя. В этом случае необходимо измерение повторить после отстоя и расслоения эмульсии.

6.4.3 Рассчитать значения абсолютных погрешностей уровня нефтепродукта и подтоварной воды в соответствующих резервуарах $\Delta H_{н(птв)}$ по формуле (1)

$$\Delta H_{н(птв)} = H_{сн(птв)} - H_{эн(птв)} \quad (1)$$

где $H_{сн(птв)}$ - значения уровней нефтепродукта (подтоварной воды), зарегистрированные системой,

$H_{эн(птв)}$ - значения уровней нефтепродукта (подтоварной воды), измеренные эталонными средствами измерений уровня.

6.4.3.1 Результаты испытания считаются положительными, если все полученные значения абсолютной погрешности измерений уровня не превышают:

± 1,0 мм для уровня нефтепродукта от 50 до 1000 мм;

± [1+0,15·(L-1)] мм для уровня нефтепродукта свыше 1000 мм;

± 1,5 мм для уровня подтоварной воды.

Примечание: В случае отсутствия подтоварной воды в резервуаре, как по показаниям измерительного канала системы, так и по показаниям рулетки, измерительный канал уровня подтоварной воды считается прошедшим поверку.

6.5 Определение абсолютной погрешности измерительных каналов температуры нефтепродукта в резервуаре

6.5.1 Абсолютную погрешность поверяемого измерительного канала температуры нефтепродукта определять методом непосредственного сличения показаний температуры нефтепродукта в соответствующем резервуаре по однократным показаниям системы с данными о температуре нефтепродукта, полученными по результатам измерений температуры эталонным погружным термометром ТЦМ 9410. Во время измерений не должен производиться слив или наполнение резервуара нефтепродуктом. Измерения выполнять при трёх значениях уровня нефтепродукта, соответствующих 20%, 50% и 80% заполнения резервуара с отклонением не более ± 15%, сразу после окончания измерений уровня и подтоварной воды на данном уровне нефтепродукта.

6.5.2 Измерения температуры нефтепродукта в резервуаре эталонным термометром выполнять, погружая датчик эталонного термометра в нефтепродукт на уровни термисторов зондов (однократно на каждом уровне).

Измерения проводят от нижнего уровня к верхнему. После погружения датчика в нефтепродукт перед снятием показаний его выдерживают для стабилизации температуры:

- на нижнем уровне измерений не менее 10 минут;

- на каждом последующем уровне измерений не менее 3 минут.

Результаты измерений температуры считывают с точностью 0,1 °С.

6.5.3 Для уровней нефтепродукта, соответствующих 20 %, 50 %, измерения эталонным термометром выполнять только для уровней термисторов, находящихся ниже уровня нефтепродукта.

6.5.4 Данные о высоте уровня наполнения соответствующего резервуара предварительно считывают с монитора компьютера системы. За нижний уровень измерений принимают уровень на 250 ± 30 мм выше днища резервуара.

6.5.5 В начале измерений медленно погружают датчик эталонного термометра в резервуар через горловину до момента касания днища или опорной плиты. После этого поднимают датчик эталонного термометра на высоту уровня установки нижнего термистора зонда и выдерживают не менее 10 мин для стабилизации температуры. Последующие измерения выполнять на уровнях установки термисторов зондов, выдерживая датчик эталонного термометра на каждом уровне измерений не менее трёх минут.

6.5.6 Среднее значение температуры нефтепродукта в резервуаре при k -том уровне наполнения, по результатам измерений эталонным термометром рассчитывают по формуле

$$T_{\text{эк}} = \sum T_i / n_i \quad (2)$$

где T_i - результат измерения температуры эталонным термометром на i -м уровне нефтепродукта;

n - число уровней измерений температуры.

6.5.7 Значения абсолютной погрешности поверяемого измерительного канала температуры нефтепродукта в соответствующем резервуаре для каждого из трёх уровней нефтепродукта рассчитать по формуле (3)

$$\Delta T_k = T_k - T_{\text{эк}} \quad (3)$$

где T_k - значения температуры, зарегистрированные системой при разных уровнях наполнения ($k = 1 \div 3$);

$T_{\text{эк}}$ - значения температуры, измеренные эталонным средством измерений для каждого из трёх уровней наполнения.

6.5.8 Результаты испытания считаются положительными, если все полученные значения абсолютной погрешности измерений температуры не превышают $\pm 0,5$ °С.

6.6 Определение абсолютной погрешности измерительных каналов плотности нефтепродукта в резервуаре

Измерения выполнять для каналов измерений, соответствующих зондам, обеспеченным плотномерами.

6.6.1 Абсолютную погрешность поверяемого измерительного канала плотности нефтепродукта определять методом непосредственного сличения значений средней плотности нефтепродукта в соответствующем резервуаре по показаниям системы с данными о плотности нефтепродукта, полученными по результатам измерений плотности отобранной пробы нефтепродукта в лаборатории автоматическим лабораторным плотномером.

Во время измерений и отбора проб не должен производиться слив или наполнение резервуара нефтепродуктом.

6.6.2 Измерения плотности по показаниям системы (одновременно с измерением температуры нефтепродукта в резервуаре по показаниям системы) выполнять однократно при трёх значениях уровня нефтепродукта, соответствующих 20%, 50% и 80% заполнения резервуара, с отклонением не более $\pm 15\%$.

При этом отбирать пробы нефтепродукта из резервуара пробоотборником в соответствии с требованиями ГОСТ 2517 для резервуара соответствующего типа и уровня наполнения. Из трёх отобранных проб составить объединённую пробу нефтепродукта.

6.6.3 Измерения плотности нефтепродукта на объединённой пробе выполнять автоматическим лабораторным плотномером при температуре, соответствующей средней температуре нефтепродукта в резервуаре по данным системы. В случае отсутствия технической возможности обеспечить измерения плотности отобранной пробы при средней температуре нефтепродукта в резервуаре результат измерения плотности необходимо привести к средней температуре по методике, изложенной в рекомендации Р50.2.076-2010 "ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Программа и таблицы приведения".

6.6.4 Рассчитать значение абсолютной погрешности измерений плотности нефтепродуктов $\Delta \rho_n$ по формуле (4)

$$\Delta\rho_n = \rho_{n.c} - \rho_{n.э} \quad (4)$$

где $\rho_{n.c}$ – среднее значение плотности нефтепродукта, определённое системой;

- $\rho_{n.э}$ - значение плотности нефтепродукта, измеренное эталонным средством измерений на объединённой пробе.

6.6.5 Результаты испытания считаются положительными, если полученное значение абсолютной погрешности измерений плотности нефтепродукта не превышает $\pm 1,0 \text{ кг/м}^3$.

7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1 Экспериментальные результаты, полученные при поверке, оформляют протоколами произвольной формы.

7.2 При положительных результатах поверки:

- в установленном порядке оформляют свидетельство о поверке на систему;
- на обратной стороне свидетельства о поверке указывают основные метрологические характеристики системы.

7.2 (Измененная редакция, Изм. №1)

7.3 При положительных результатах поверки опломбировать элементы системы, как показано на рисунках 1 – 6.

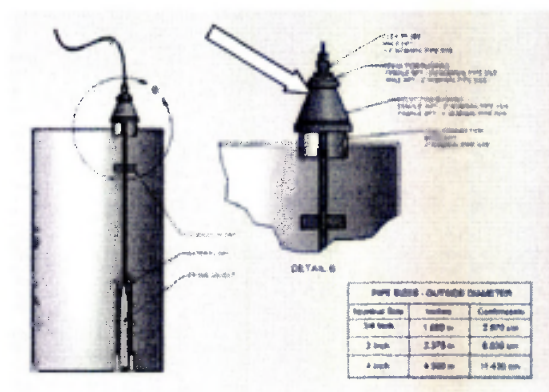


Рисунок 1 - Монтаж и пломбирование зонда 7100



Рисунок 2 – Контроллер SiteSentinel iTouch

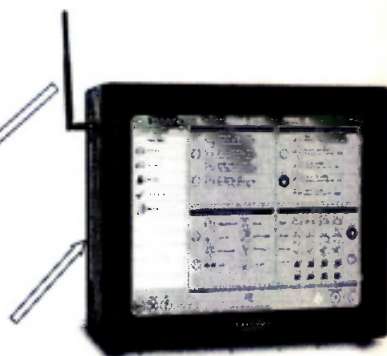


Рисунок 3 – Контроллер SiteSentinel iSite



Рисунок 4 – Контроллер SiteSentinel Integra



Рисунок 5 – Контроллер SiteSentinel Nano

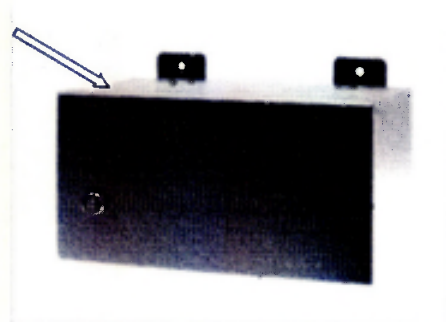


Рисунок 6 – Пломбировка блока сопряжения VSmart Module

7.3 (Измененная редакция, Изм. №1)

7.4 При отрицательных результатах поверки системы в установленном порядке оформляют извещение о непригодности.

7.4 (Измененная редакция, Изм. №1)

Начальник управления метрологии ЗАО КИП «МЦЭ»

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'V.S. Markov'.

В.С. Марков