УТВЕРЖДАЮ
Руководитель ГЦИ СИ
ООО КИП «МЦЭ» -
Генеральный директор
ООО КИП «МЦЭ»
_____ А.В. Федоров
«20» 07 2011 г.

И Н С Т Р У К Ц И Я

Система измерительная количества нефтепродуктов
и сжиженного углеводородного газа
на Старомарьевской нефтебазе
ООО «ЛУКОЙЛ-Югнефтепродукт»

Методика поверки

МЦКЛ.0014.МП

Москва
2011 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1	Измерительные каналы ИС, подлежащие поверке	3
2	Операции поверки	3
3	Средства поверки	3
4	Требования безопасности	4
5	Условия поверки	4
6	Подготовка к поверке	5
7	Проведение поверки	5
8	Оформление результатов поверки	8

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерительную количества нефтепродуктов и сжиженного углеводородного газа (СУГ) на Старомарьевской нефтебазе ООО «ЛУКОЙЛ-Югнефтепродукт» (далее – ИС), заводской № 01, изготовленную филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» в г. Пермь, и устанавливает методику первичной (при вводе в эксплуатацию и/или после ремонта) и периодической поверки ИС.

Для ИС установлен поканальный метод поверки.

Интервал между поверками один год.

1 Измерительные каналы (ИК) ИС, подлежащие поверке

1.1 Поверке подлежат следующие измерительные каналы (ИК):

- ИК массы ж/д цистернах (нефтепродукт и СУГ) - 1 шт.;
- ИК массы нефтепродукта при наливе в автоцистерны - 6 шт.;
- ИК объема нефтепродукта при наливе в автоцистерны - 6 шт.;
- ИК температуры нефтепродукта при наливе в автоцистерны - 6 шт.;
- ИК массы автоцистерн (нефтепродукт и СУГ) - 1 шт.

1.2 ИК включают в себя измерительные, вычислительные, связующие компоненты.

1.3 Общим вычислительным компонентом всех ИК ИС является измерительно-вычислительный и управляющий комплекс АСУ ТП нефтебазы.

2 Операции поверки ИС

Операции поверки ИС указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта методики	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр ИС	7.1	Да	Да
Опробование ИС	7.2	Да	Да
Поверка ИК	7.3	Да	Да

3 Средства поверки

3.1 При проведении поверки ИС используют следующие средства измерений (поверки) и оборудование:

– весоповерочный вагон с гирями класса точности M_1 по ГОСТ 7328-2001;

– весоповерочный автомобиль с гирями класса точности M_1 по ГОСТ 7328-2001;

– грузы балластные;

– мерник 2 разряда вместимостью 2,0 м^3 с основной погрешностью не более ± 0,1 %, по ГОСТ 8.400-80;

– весы электронные KES3000x-T4 фирмы Mettler-Toledo, НПВ 3000 кг, цена поверочного деления (e) 100 г (номер в Госреестре № 19327-05);

– гири класса точности M_1 по ГОСТ 7328-2001;

– набор термометров по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 55 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,2 °С;

– сосуд с термоизоляцией вместимостью от 1 до 5 дм^3;

– ручной переносной пробоотборник по ГОСТ 2517-85;

– мультиметр цифровой типа М4580/1Ц (номер в Госреестре № 20478-06);

– прецизионный преобразователь сигналов «ТЕРКОН», пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений: сопротивления $\pm(0{,}0002+10^{-5}R)$ Ом, мВ-сигнала $\pm(0{,}0005+5*10^{-5}U)$ мВ, (номер в Госреестре № 23245-08);

– мера электрического сопротивления постоянного тока многозначная Р 30126-1, по ТУ 25-0445.003-82, от 0,01 до 111 111,1 Ом, класс точности 0,002/1,5 10^{-6}.

3.2 Все средства поверки должны иметь действующие свидетельства о поверке или оттиск поверительного клейма.

3.3 Допускается применять иные аналогичные по назначению средства поверки, если их характеристики не хуже установленных настоящей методикой и/или методиками поверки средств измерений, входящих в измерительные каналы ИС.

4 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1 При проведении поверки соблюдают требования безопасности, определяемые:

– правилами безопасности труда, действующими в том месте, где проводят поверку компонент ИС;

– правилами безопасности, изложенными в эксплуатационной документации ИС, эксплуатационной документации компонент, входящих в состав ИС, эксплуатационной документации средств измерений и оборудования, используемых для поверки;

– правилами безопасности, изложенными в документах на методики поверки средств измерений, входящих в состав ИС;

– «Правилами промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов» (ПБ 09-560-03);

– «Общими правилами взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» (ПБ 09-540-03);

– «Правилами технической эксплуатации электроустановок»;

– «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей»;

– другими нормативными документами, действующими в сфере безопасности.

4.2 К выполнению экспериментальных работ при определении метрологических характеристик (МХ) измерительных каналов допускают лиц, достигших 18 лет, изучивших данную методику, эксплуатационную документацию на используемые средства измерений и технические средства, знающих правила техники безопасности, правила пожарной безопасности и сдавших соответствующие экзамены.

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

5.1 Определение МХ ИК массы ж/д цистерн, массы и объёма нефтепродукта при наливе в автоцистерны проводят в реальных условиях эксплуатации.

5.2 Значение расхода нефтепродукта при определении МХ ИК массы и объёма нефтепродукта должно соответствовать номинальному расходу для данного поста налива.

5.3 Изменение температуры нефтепродукта при определении МХ ИК объема не должно превышать 1,0 °С за время проведения операции налива.

5.4 Технологическая обвязка и запорная арматура стока налива в процессе определения МХ должны быть технически исправны, протечки нефтепродукта не допускаются.

5.5 Все средства измерений и оборудование, входящие в состав ИС, должны быть исправны, компоненты ИС на месте эксплуатации должны быть смонтированы (установлены) в соответствии с установленными требованиями.

5.6 Технологическая обвязка и запорная арматура на объектах, где установлены датчики измерительных каналов, должны быть технически исправны, протечки нефтепродукта не допускаются.

5.7 При использовании в процессе поверки нефтепродуктов их физико-химические показатели должны соответствовать государственным стандартам и техническим условиям на нефтепродукты.

5.8 Поверка ИК массы принимаемых нефтепродуктов на железнодорожной эстакаде, ИК массы и объёма отпускаемых нефтепродуктов на постах налива выполняется комплектным методом в условиях эксплуатации.

5.9 Поверка ИК температуры отпускаемых нефтепродуктов на стоках налива выполняется поэлементным методом: измерительные компоненты ИК поверяются отдельно в лабораториях метрологических служб, погрешность ИК определяется расчётным путём.

6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

6.1 Перед проведением поверки проверяют:

- наличие технической и эксплуатационной документации ИС;
- наличие методик поверки средств измерений, входящих в состав измерительных каналов ИС;
- наличие средств поверки и необходимого оборудования.

6.2 Проводят подготовительные работы, указанные в методиках поверки средств измерений, входящих в измерительные каналы ИС.

7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверяют комплектность ИС и соответствие внешнего вида компонентов ИС требованиям технической документации.

7.2 Опробование

При опробовании проверяют правильность конфигурации (в части, касающейся ИС) и функционирования измерительных каналов ИС. Проверку конфигурации и функционирования производят в соответствии с руководством пользователя ИС.

7.3 Поверка ИК

7.3.1 ИК массы ж/д цистерн (нефтепродукта и СУГ)

Поверку ИК массы ж/д цистерн (нефтепродукта и СУГ) проводят по ГОСТ 8.453-82 «Весы для статического взвешивания. Методы и средства поверки».

Результат измерений массы эталонных гирь и балластных грузов с помощью весов считывают с монитора АСУ ТП нефтебазы или терминала весов.

7.3.2 ИК массы, объёма и температуры нефтепродукта при наливе в автоцистерны

Однократное определение МХ ИК массы и объёма нефтепродукта при наливе в автоцистерны на каждом посту налива выполняют при одном наполнении мерника.

7.3.2.1 ИК массы нефтепродукта

МХ ИК массы нефтепродукта при наливе в автоцистерны определяют путем сравнения результата измерений массы нефтепродукта при наливе в мерник с помощью ИК с результатом контрольных измерений массы нефтепродукта в мернике с помощью весов.

Взвешивают на подготовленных к работе весах подготовленный к измерениям (предварительно смоченный) пустой мерник и перемещают его к соответствующему посту налива.

Оператор поста налива выполняет необходимые операции для заполнения мерника дозой нефтепродукта объемом $V_{доз}$ = 2000 дм^3 (л).

Наполняют мерник заданной дозой нефтепродукта и фиксируют по показаниям АРМ оператора налива значения массы $(M_{н/п})_{ИК}$, объёма $(V_{н/п})_{ИК}$ и температуры $t_{ИК}$ отпущенной дозы нефтепродукта.

Наполненный нефтепродуктом мерник перемещают к весам и проводят его взвешивание.

Массу нефтепродукта в мернике (по результатам взвешивания) $(M_{н/п})_{М}$ вычисляют по формуле

$$(M_{н/п})_{Мг} = (M_2 - M_1) \times П, \quad (1)$$

где M_1, M_2 – соответственно массы пустого и наполненного мерника, кг;

$П$ – поправочный коэффициент на взвешивание в воздухе, вычисляемый по формуле

$$П = \frac{\rho_{н/п}}{\rho_м} \times \left(\frac{\rho_м - \rho_в}{\rho_{н/п} - \rho_в} \right), \quad (2)$$

где $\rho_{н/п}$ – плотность нефтепродукта, кг/м^3 (вычисляют по формуле $\rho_{н/п} = (M_2 - M_1)/V_{н/п}$);

$\rho_м$ – плотность материала гирь для поверки весов, кг/м^3 (берут из свидетельств или протоколов о поверке гирь, при отсутствии информации принимают $\rho_м$ = 8000 кг/м^3);

$\rho_в$ – плотность воздуха, кг/м^3 ($\rho_в$ = 1,225 кг/м^3).

Примечание: Значение коэффициента $П$ вычисляют до пяти знаков после запятой и округляют до четырех знаков после запятой.

Вычисляют значение относительной погрешности ИК массы нефтепродукта при наливе в автоцистерны по формуле

$$\delta M_{н/п} = \frac{(M_{н/п})_{ИК} - (M_{н/п})_{М}}{(M_{н/п})_{Мг}} \cdot 100\%, \quad (3)$$

Примечание: Значение $\delta M_{н/п}$ вычисляют до трех знаков после запятой и округляют до двух знаков после запятой.

Полученные значения относительной погрешности ИК массы нефтепродукта при наливе в автоцистерны не должны превышать ± 0,15%.

Результаты измерений и вычислений фиксируют в протоколе произвольной формы.

Операцию поверки ИК массы нефтепродукта при наливе в автоцистерны производят не менее двух раз.

7.3.2.2 ИК объёма нефтепродукта

Для определения МХ ИК объёма нефтепродукта используют ту же дозу нефтепродукта, которая была получена при выполнении п. 7.3.3.1.

МХ ИК объёма нефтепродукта определяют путем сравнения результата измерений объёма нефтепродукта при наливе в мерник с помощью ИК с результатом контрольных измерений объёма нефтепродукта в мернике при одной и той же температуре нефтепродукта.

Определяют объем дозы нефтепродукта по шкале мерника $(V_{н/п})_{Мг}$.

Определяют температуру нефтепродукта в мернике в следующей последовательности:

1) в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-85 отбирают из мерника переносным пробоотборником в нижней и в верхней точке мерника точечные пробы;

2) измеряют температуру каждой точечной пробы.

При измерении температуры термометр погружают в точечную пробу, находящуюся в пробоотборнике, на глубину, указанную в техническом паспорте на данный термометр, и выдерживают в пробе до установления стабильного показания температуры. Отсчет показаний по шкале термометра производят до одного целого деления шкалы, не вынимая термометр из нефтепродукта.

Температуру нефтепродукта в мернике вычисляют по формуле

$$t_м = \frac{t_н + t_в}{2} \quad (4)$$

где $t_н$ – температура нефтепродукта в нижней точке мерника, °С;

$t_в$ – температура нефтепродукта в верхней точке мерника, °С.

Отбирают из мерника с учетом требований ГОСТ 2517-85 пробу нефтепродукта и отправляют её в испытательную лабораторию для определения плотности при температуре 20 °С. Определение плотности производят по ГОСТ 3900-85.

Вычисляют объем нефтепродукта в мернике с учетом температурного коэффициента линейного расширения материала стенки мерника по формуле

$$\left(V_{н/п}\right)_{М/см} = \left(V_{н/п}\right)_{М} \cdot \left[1 + 3 \cdot \alpha_{м} \cdot \left(t_{м} - 20\right)\right], \quad (5)$$

где $\alpha_{м}$ – температурный коэффициент линейного расширения материала стенки мерника (берут из документации на мерник), °С$^{-1}$;

Вычисляют плотность нефтепродукта при 15 °С ρ_{15} с использованием значения плотности при 20 °С ρ_{20}, полученного от испытательной лаборатории. Вычисления проводят по формуле

$$\rho_{15} = \rho_{20} \cdot exp \cdot \left[\beta_{15} \cdot 5\left(1 + 4\beta_{15}\right)\right], \quad (6)$$

где β_{15} – коэффициент объемного расширения нефтепродукта, вычисляется по формуле

$$\beta_{15} = \frac{K_0 + K_1\rho_{15}}{\rho_{15}^2}, \quad (7)$$

где K_0, K_1 – коэффициенты, выбираемые из таблицы 2

Таблица 2

Продукт	K_0	K_1
Бензин	346,42278	0,43884
Дизтопливо	186,9696	0,48618

Вычисления ρ_{15} выполняют методом последовательных приближений, принимая в качестве нулевого приближения $\rho_{15}^0 = \rho_{20}$.

Вычисляют в нулевом приближении β_{15}^0 по формуле

$$\beta_{15}^0 = \frac{K_0 + K_1\rho_{15}^0}{\left(\rho_{15}^0\right)^2} \quad (8)$$

Вычисляют в первом приближении ρ_{15}^1 по формуле

$$\rho_{15}^1 = \rho_{20} \cdot exp \cdot \left[\beta_{15}^0 \cdot 5\left(1 + 4\beta_{15}^0\right)\right]. \quad (9)$$

Сравнивают значения ρ_{15}^0 и ρ_{15}^1. Если $\left|\rho_{15}^1 - \rho_{15}^0\right| >$ 0,01 кг/м^3, выполняют следующее приближение.

Добиваются того, чтобы $\left|\rho_{15}^{i+1} - \rho_{15}^{i}\right| \leq$ 0,01 кг/м^3.

В качестве ρ_{15} принимают значение ρ_{15}^{i+1}. Вычисляют значение β_{15} по формуле (7).

Приводят значения объёма нефтепродукта, полученные с помощью ИК и мерника, к температуре 15 °С по формулам

$$\left(V_{н/п}\right)_{ИК/15} = \left(V_{н/п}\right)_{ИК} exp\left\{-\beta_{15}\left(t_{ИК} - 15\right)\left[1 + 0{,}8\beta_{15}\left(t_{ИК} - 15\right)\right]\right\}, \quad (10)$$

$$\left(V_{н/п}\right)_{М/15} = \left(V_{н/п}\right)_{М} exp\left\{-\beta_{15}\left(t_{м} - 15\right)\left[1 + 0{,}8\beta_{15}\left(t_{м} - 15\right)\right]\right\}. \quad (11)$$

Вычисляют значение относительной погрешности ИК объёма нефтепродукта при наливе в автоцистерны по формуле

$$\delta V_{н/п} = \frac{(V_{н/п})_{ИК/15} - (V_{н/п})_{М/15}}{(V_{н/п})_{М/15}} \cdot 100\%, \qquad (12)$$

Примечание: Значение $\delta V_{н/п}$ вычисляют до трех знаков после запятой и округляют до двух знаков после запятой.

Полученные значения относительной погрешности ИК объема нефтепродукта при наливе в автоцистерны не должны превышать ± 0,2%.

Допускается операции определения МХ ИК объема наливаемых нефтепродуктов совмещать с определением МХ ИК массы наливаемых нефтепродуктов.

Результаты измерений и вычислений фиксируют в протоколе произвольной формы.

Операцию поверки ИК объёма нефтепродукта при наливе в автоцистерны производят не менее двух раз.

7.3.2.3 ИК температуры нефтепродукта при наливе в автоцистерны

Поверку ИК температуры нефтепродукта при наливе в автоцистерны проводят в объёме поверки термопреобразователя сопротивления платинового серии TR, модель TR66, фирмы «Endress+Hauser Sicestherm S.r.L», преобразователя измерительного серии iTemp Pt TMT 180 (модели TMT 181 и TMT 182), фирмы «Endress+Hauser GmbH+Co.K.G», комплекс измерительно-вычислительный и управляющий на базе платформы Logix (контроллер Controllogix серии 1756), фирмы «Rockwell Automation Allen-Bradley».

Поверку термопреобразователей сопротивления платиновых серии TR модель TR66 проводят в соответствии с ГОСТ 8.461-82 «Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки».

Поверку преобразователей измерительных серии iTemp Pt TMT 180, модели TMT 181 и TMT 182), проводят в соответствии с Инструкцией «Преобразователи измерительные серии iTemp Pt TMT. Методика поверки», разработанной и утверждённой ГЦИ СИ «ВНИИМС» в декабре 2008 г.

Поверку комплекса измерительно-вычислительного и управляющего на базе платформы Logix (контроллер Controllogix серии 1756), проводят в соответствии с МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки», утверждённой ГЦИ СИ «ВНИИМС» 16.06.99 г.

7.3.3 ИК массы автоцистерн (нефтепродукт и СУГ)

7.3.3.1 Поверку ИК массы автоцистерн (нефтепродукта и СУГ) проводят по документу «Весы автомобильные SCZ/ZCS фирмы Mettler Toledo (Changzou) Scale & System Co., Ltd, КНР. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 20 февраля 2007 г.

Результат измерений массы эталонных гирь и балластных грузов с помощью весов считывают с монитора АСУ ТП нефтебазы или терминала весов.

7.4 При положительных результатах поверки по п.п. 7.1 – 7.3, принимается положительным результат поверки ИС в целом.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 Экспериментальные результаты, полученные при поверке ИК, оформляют протоколами произвольной формы.

8.2 При положительном результате поверки ИС в целом на ИС:

- оформляют свидетельство о поверке по форме, установленной ПР 50.2.006;
- на обратной стороне свидетельства о поверке ИС приводят перечень ИК, прошедших поверку, с указанием их метрологических характеристик;
- производят пломбировку счетчиков-расходомеров массовых и измерительных преобразователей 2700 в соответствии с рисунками в приложении А. Остальные СИ из состава ИС пломбируются в соответствии с их эксплуатационной документацией и как для аналогичных СИ в соответствии с МИ 3002-2006.

8.3 При отрицательных результатах поверки какого-либо ИК этот канал к эксплуатации не допускают, в свидетельстве о поверке ИС его не указывают, производят его настройку и/или ремонт с последующей повторной поверкой этого канала.

8.4 При положительном результате повторной поверки на данный ИК выдают отдельное свидетельство о поверке и производят пломбировку СИ в составе этого ИК ИС в соответствии с МИ 3002-2006.

Заместитель руководителя ГЦИ СИ ООО КИП «МЦЭ» В.С. Марков

Ведущий специалист ГЦИ СИ ООО КИП «МЦЭ» В.И. Митин

Приложение А
(обязательное)

Пломбировка ИС

А.1 Пломбировка ИС осуществляется путем пломбировки датчика массового расхода CMF300 и измерительного преобразователя 2700. Пломбировка датчика массового расхода CMF300 производится согласно схемы приведенной ниже на рисунке Б.1. Пломбировка измерительного преобразователя 2700 производится согласно схемы приведенной ниже на рисунке Б.2. Измерительный преобразователь 2700 использует запорное устройство и программное обеспечение (ПО), активируемое через сервисный порт, для блокировки несанкционированного доступа к измерительному преобразователю и сопроцессору установленному в датчике массового расхода CMF300.

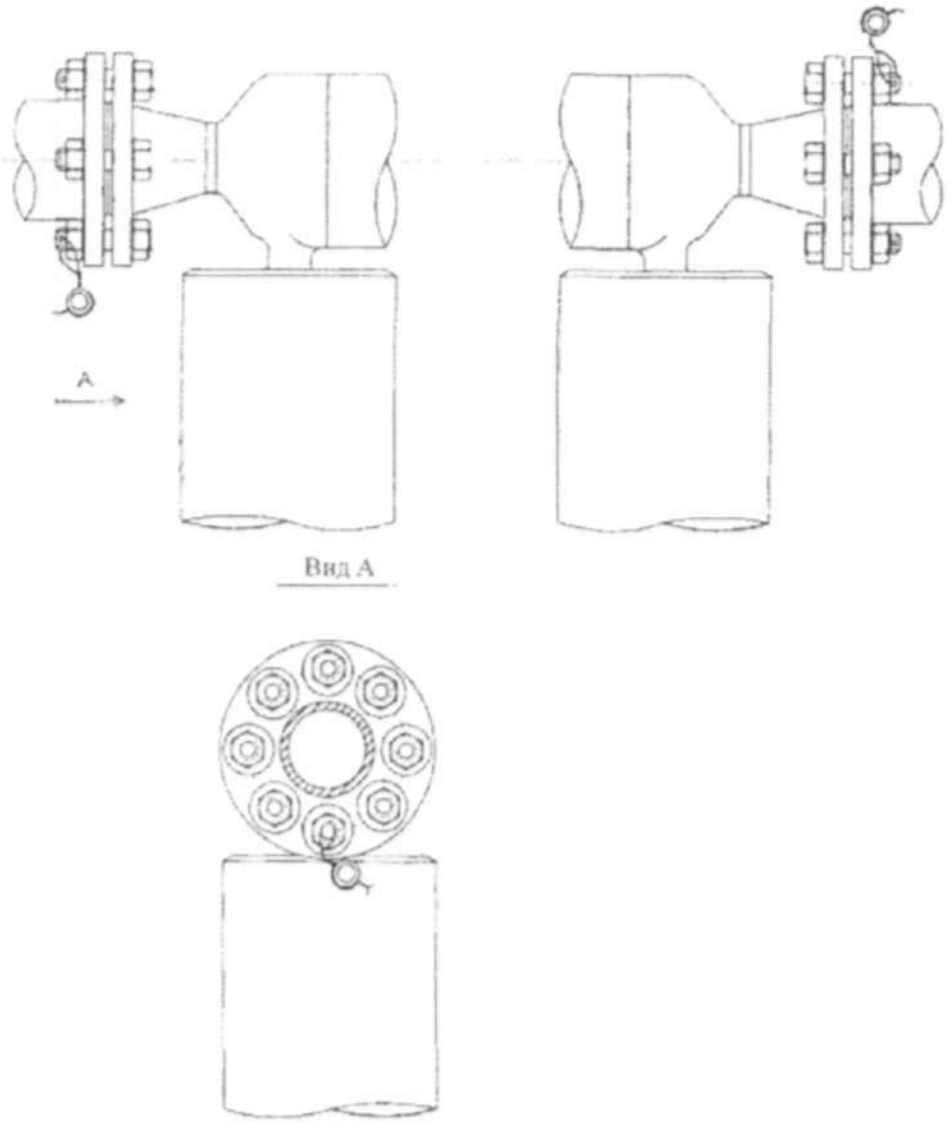
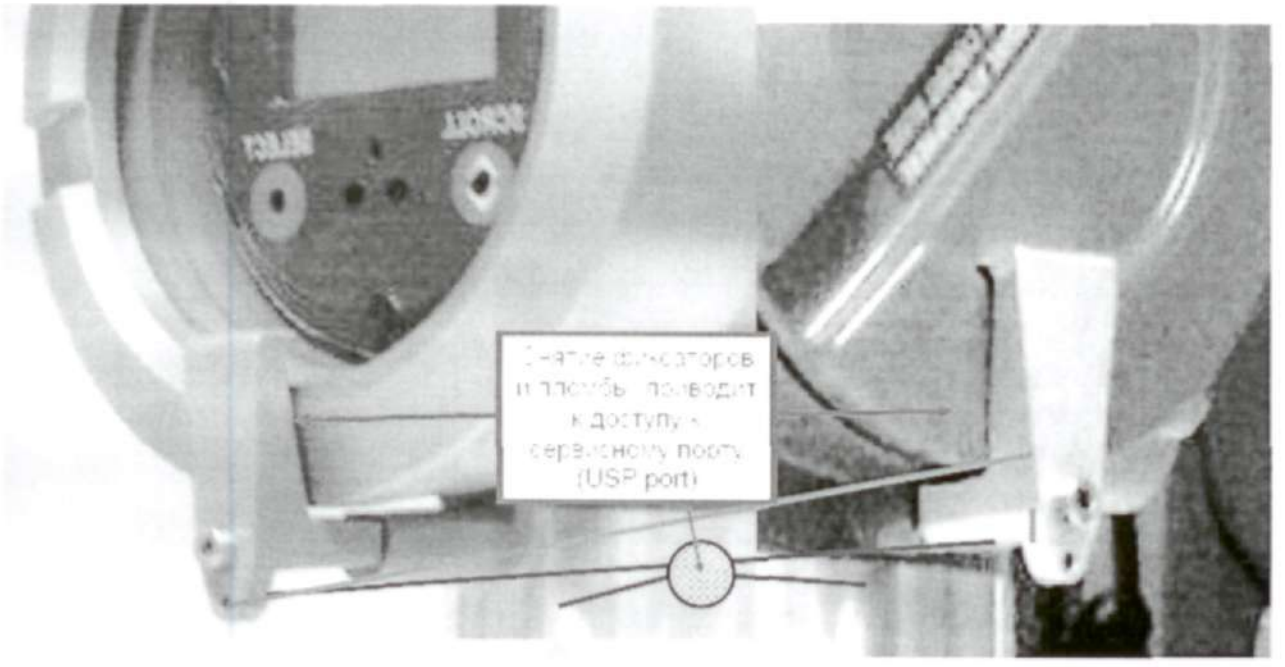


Рисунок А.1 - Схема пломбировки счетчика-расходомера массового Micro Motion с датчиком массового расхода CMF300 фирмы «Emerson Process Management, Micro Motion Inc.»»



Проволока для пломбирования проходит через сквозные отверстия в фиксаторах крышек.

Рисунок А.2 - Схема пломбировки измерительного преобразователя 2700

А.2 Схемы пломбировки остальных СИ из состава ИС в соответствии с их эксплуатационной документацией и как для аналогичных СИ в соответствии с МИ 3002-2006.