



СЕРТИФИКАТ

ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ



№ 14527 от 1 ноября 2021 г.

Срок действия до 10 марта 2022 г.

Наименование типа средств измерений:

Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР»

Производитель:

АО «ОЗНА-Измерительные системы», г. Октябрьский, Республика Башкортостан,
Российская Федерация

Документ на поверку:

УМ.00.00.00.000И1 «Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР». Методика поверки»

Интервал времени между государственными поверками 48 месяцев

Тип средств измерений утвержден постановлением Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь от 01.11.2021 № 108

Средства измерений данного типа средства измерений, производимые в период срока действия данного сертификата об утверждении типа средства измерений, разрешаются к применению на территории Республики Беларусь в соответствии с прилагаемым описанием типа средств измерений.

Заместитель Председателя комитета



А.А.Бурак

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

приложение к сертификату об утверждении типа средств измерений

от 1 ноября 2021 г. № 14524

Наименование типа средств измерений и их обозначение: установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР»

Назначение и область применения: установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР» предназначены для прямых и косвенных измерений массы сепарированной сырой нефти (далее – сырая нефть), массы сепарированной безводной нефти (далее – обезвоженная нефть) и объема свободного нефтяного газа (далее – нефтяной газ), а также для измерений среднего массового расхода сырой нефти, среднего массового расхода обезвоженной нефти и среднего объемного расхода нефтяного газа, извлекаемых из недр (добываемых из нефтяных скважин).

Описание: принцип действия установок основан на разделении в сепараторе нефтегазоводяной смеси на сырую нефть и нефтяной газ, измерении массы жидкостного потока и объемной доли воды в ней, а также массы (или объема) нефтяного газа и последующего приведения объема газа к стандартным условиям.

Конструктивно установки состоят из технологического (далее – БТ) и аппаратурного (далее – БА) блоков, оснащенных системами жизнеобеспечения (обогрев, освещение, вентиляция и пожаро-газосигнализация). БА и БТ могут быть закрытого (с укрытием) или открытого исполнения (без укрытия или с быстросъемными панелями, защищающими от атмосферных осадков, ветра и др.). В случае открытого исполнения блоков система жизнеобеспечения не применяется или может включать не все компоненты в зависимости от технических требований. В состав конкретной установки могут входить другие дополнительные функциональные блоки, не выполняющие измерительной функции. Количество и исполнение блоков установки определяется в зависимости от количества подключаемых скважин и необходимости реализации дополнительных функций, помимо измерительных.

БТ может состоять из измерительного модуля или из измерительного и распределительного модулей.

Измерительный модуль комплектуется основными и вспомогательными средствами измерений.

Номенклатура применяемых основных средств измерений приведена в таблице 1. Совокупность основных средств измерений, которыми комплектуется конкретная установка, определяется заказчиком.

Таблица 1 – Основные средства измерений, применяемые в установках измерительных «ОЗНА-МАССОМЕР»

№	Наименование, тип	Рег. № в Федеральном информационном фонде
1	Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16
2	Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS	РБ 03 07 2890 18

Продолжение таблицы 1

№	Наименование, тип	Рег. № в Федеральном информационном фонде
3	Счетчики-расходомеры массовые ЭМИС - МАСС 260	РБ 03 07 4911 20
4	Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак	РБ 03 07 6350 17
5	Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400	53804-13
6	Расходомеры массовые Promass	15201-11
7	Расходомеры массовые I/A Series с преобразователями расхода CFS10, CFS20 и измерительными преобразователями CFT50, CFT51	53133-13
8	Расходомеры Turbo Flow GFG	57146-14
9	Счетчики газа ультразвуковые FLOWSIC 600	РБ 03 07 7852 20
10	Счетчики газа ультразвуковые СГУ	57287-14
11	Счетчики газа вихревые СВГ	13489-13
12	Датчики расхода газа ДРГ.М	РБ 03 07 7550 20
13	Датчики расхода газа DYMETIC-1223M	57997-14
14	Расходомеры-счетчики тепловые t-mass	35688-13
15	Системы измерений количества жидкости и газа R-AT-ММ	39821-13
16	Влагомеры сырой нефти ВСН-2	24604-12
17	Влагомеры сырой нефти ВСН-АТ	42678-09
18	Влагомеры нефти поточные ПВН-615Ф	63101-16
19	Влагомеры поточные моделей L и F	56767-14
20	Измерители обводненности Red Eye® модели Red Eye® 2G и Red Eye® Multiphase	47355-11
21	Влагомеры сырой нефти ВОЕЧН	32180-11
22	Влагомеры микроволновые поточные МПВ700	65112-16
23	Влагомеры поточные скважинной продукции ПВСП-01	59163-14
24	Расходомеры массовые Promass 100, Promass 200	57484-14
25	Расходомеры массовый Promass (модификации Promass 300, Promass 500)	68358-17
26	Счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс	РБ 03 07 7884 21
27	Преобразователи расхода вихревые ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)	РБ 03 07 5867 17

Вспомогательные средства измерений могут быть любого типа, в том числе: измерительные преобразователи давления, с диапазоном измерений от 0 до 25,0 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5\%$;

измерительные преобразователи температуры, с диапазоном измерений от 0 °С до 100 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5\text{ °С}$;

измерительные преобразователи разности давлений и гидростатического давления столба жидкости, с верхним пределом измерений, соответственно, 400 кПа и 16 кПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5\%$;

манометры показывающие, с пределами измерений от 0 до 25,0 МПа, класс точности не ниже 1,5;

счетчики жидкости турбинные, с диапазоном измерений от 0 до 170 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 1,5\%$.



Одним из элементов измерительного модуля является сепаратор – однокамерный/двухкамерный горизонтальный или вертикальный.

Камеры двухкамерных сепараторов, рассчитанных на малые и средние значения расхода сырой нефти и нефтяного газа, выполнены в виде цилиндров, расположенных один над другим.

Верхняя камера, оборудованная циклоном, является первой ступенью сепарации и служит для первичного выделения нефтяного газа из продукции нефтяных скважин, а также для осушки нефтяного газа с помощью каплеотбойников, смонтированных в полости этой камеры.

Нижняя камера служит для сбора и отстоя сырой нефти, в процессе которого происходит вторичное выделение нефтяного газа.

Верхняя камера оборудована заслонкой, устанавливаемой в месте подключения к этой камере трубопровода для отвода нефтяного газа (далее – газовый трубопровод).

Нижняя камера оборудована люком с поплавковым устройством, оборудованным индикатором уровня.

Поплавковое устройство и заслонка механически связаны друг с другом с помощью рычагов и тяги.

На трубопроводе для отвода сырой нефти (далее – жидкостной трубопровод) из нижней камеры устанавливается регулятор расхода.

Система поплавков – заслонка-регулятор расхода служит для обеспечения возможности накопления нефтяного газа и сырой нефти в сепараторе и последующего сброса их в коллектор. Этим обеспечивается регулирование величины расхода через высокопределные счетчики (расходомеры) сырой нефти и нефтяного газа, соответствующей их диапазону измерений, в случаях, если дебиты сырой нефти и нефтяного газа меньше нижнего предела измерений этих счетчиков (расходомеров).

Упомянутые выше функции могут достигаться путем монтажа крана (или клапана) с электроприводом на жидкостном трубопроводе, регулятора расхода – на газовом трубопроводе, при необходимости регулятор расхода может быть заменен на кран (или клапан) с электроприводом.

Если дебиты сырой нефти и нефтяного газа всех подключенных к установке скважин соответствуют диапазонам измерений счетчиков (расходомеров), заслонки могут быть установлены и на газовом, и на жидкостном трубопроводах. В этом случае, регуляторы расхода (краны, клапана) не устанавливаются.

Вертикальные сепараторы, рассчитанные на малые и средние значения расхода сырой нефти и нефтяного газа, могут быть оборудованы осушителем газа. В остальной части не отличаются от двухкамерных горизонтальных сепараторов. Однокамерные горизонтальные сепараторы с повышенной вместимостью, рассчитанные на большие значения расхода сырой нефти и (или) нефтяного газа, комплектуются электроуправляемыми кранами либо пневмоуправляемыми клапанами, которые устанавливаются на жидкостном и газовом трубопроводах (при этом в комплект средств жизнеобеспечения включается система воздухоподготовки для клапанов).



Вариант компоновки конкретной установки, а также типоразмер сепаратора выбираются в зависимости от ожидаемых значений расхода сырой нефти и нефтяного газа, содержания пластовой воды в сырой нефти и содержания нефтяного газа в обезвоженной нефти.

Распределительный модуль предназначен для подключения скважин к измерительному модулю. Он может включать в себя, в зависимости от варианта исполнения:

входные трубопроводы;
 блок трехходовых кранов;
 переключатель скважин многоходовой (далее ПСМ);
 трубопровод, подключаемый к измерительному модулю;
 байпасный трубопровод, с перемычкой на измерительный модуль;
 дренажные линии;
 выходной коллектор;
 патрубки для подключения передвижной измерительной установки;
 фильтры;
 патрубок для подключения пропарочной установки.

В состав БА могут входить:

блок измерений и обработки информации (далее – БИОИ);
 шкаф силовой (далее – ШС).

Если БА не применяется, то возможны следующие конфигурации:

ШС и/или БИОИ общепромышленного исполнения могут быть установлены удаленно в помещениях и/или на специально отведенных площадках на объекте заказчика;

ШС и/или БИОИ взрывозащищенного исполнения могут быть установлены в БТ установки;

ШС и/или БИОИ взрывозащищенного исполнения могут быть смонтированы вне установки на специально отведенных площадках на объекте заказчика.

Номенклатура применяемых контроллеров БИОИ приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Основные типы контроллеров, применяемых в установках измерительных «ОЗНА-МАССОМЕР»

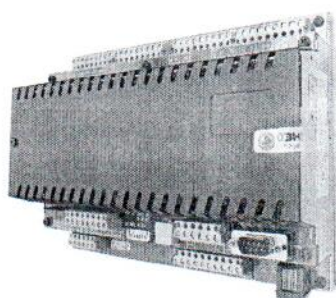
№	Наименование, тип	Рег. № в Федеральном информационном фонде
1	Контроллеры SCADAPack 32/32P, 314/314E, 330/334 (330E/334E), 350/357 (350E/357E), 312, 313, 337E, 570/575	69436-17
2	Контроллеры SCADAPack на основе измерительных модулей 5209, 5232, 5305	56993-14
3	Контроллеры программируемые DirectLOGIC, CLICK, Productivity 2000, Productivity 3000, Protos X, Terminator	65466-16
4	Контроллеры программируемые SIMATIC S7-300, SIMATIC S7-400, SIMATIC S7-1200	РБ 03 23 1079 19 66697-17 63339-16
5	Модули измерительные контроллеров программируемых SIMATIC S7-1500	60314-15



Продолжение таблицы 2

№	Наименование, тип	Рег. № в Федеральном информационном фонде
6	Контроллеры ОВЕН ПЛК150, ОВЕН ПЛК154	РБ 03 23 4087 18
7	Модули ввода аналоговые измерительные МВА8	РБ 03 10 3386 17
8	Контроллеры измерительные АТ-8000	42676-09
9	Контроллеры механизированного куста скважин КМКС	50210-12
10	Контроллеры программируемые логические AC500/S500, AC500-eCo/S500-eCo	51396-12
11	Системы управления модульные В&R X20	57232-14
12	Контроллеры измерительные ControlWave Micro	РБ 03 23 6327 17
13	Контроллеры измерительные ОЗНА-К15	63706-16
14	Преобразователи измерительные контроллеров программируемых I-7000, M-7000, tM, I-8000, I-87000, ET-7000, PET-7000	50676-12
15	Устройства программного управления TREI-5B	РБ 03 23 3584 19

Механическая защита от несанкционированного доступа осуществляется пломбированием наклейки на корпус контроллера БИОИ, как показано на рисунке 1.



← Место пломбировки

Рисунок 1 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа корпуса контроллера БИОИ



Пломба службы качества

Рисунок 2 – Общий вид технологического блока и схема пломбирования



Пломба службы качества

Рисунок 3 – Общий вид аппаратного блока и схема пломбирования



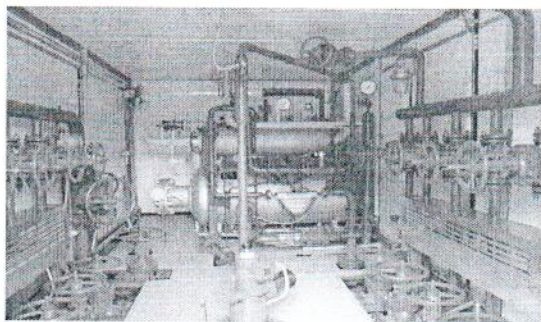


Рисунок 4 – Оборудование БТ многоскважинной установки

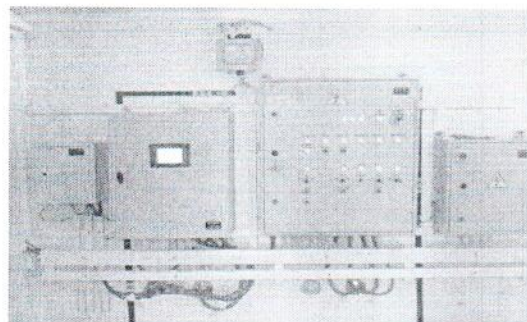


Рисунок 5 – Оборудование БА общепромышленного исполнения

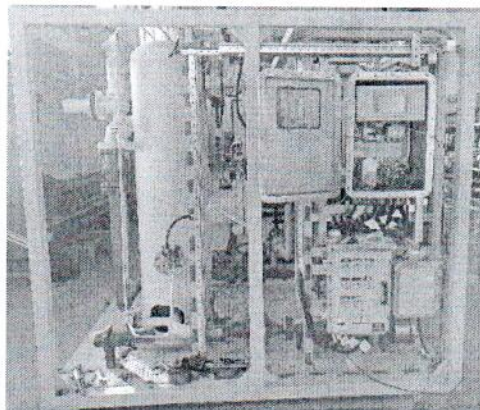


Рисунок 6 – Оборудование БТ однокважинной установки с БИОИ взрывозащищенного исполнения

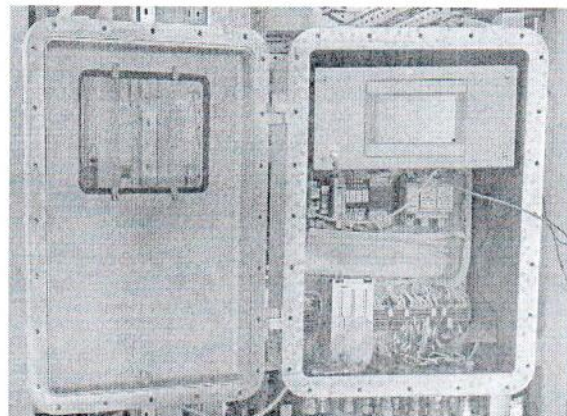


Рисунок 7 – БИОИ взрывозащищенного исполнения

Обязательные метрологические требования:
Таблица 3

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/сут	от 0,05 до 4000
Пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерениях, %, не более:	
массы и среднего массового расхода сырой нефти	$\pm 2,5$
объема и среднего объемного расхода нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям	± 5
массы и среднего массового расхода обезвоженной нефти, по поддиапазонам значений объемного содержания пластовой воды в сырой нефти:	
от 0 до 70 включ., %	± 6
св. 70 до 95 включ., %	± 15
св. 95 %	

в соответствии с методикой измерений



Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности БИОИ при измерениях, %, не более:	
унифицированных токовых сигналов	$\pm 0,5$
интервалов времени	$\pm 0,15$
числа импульсов	$\pm 0,15$
при обработке информации	$\pm 0,05$

Основные технические характеристики и метрологические характеристики, не относящиеся к обязательным техническим требованиям:

Таблица 4

Наименование характеристик	Значение
Рабочее давление, МПа (кгс /см ²), не более	16,0 (160)
Вид входных/выходных сигналов БИОИ	унифицированные токовые сигналы от 0 до 20 мА; дискретные, «сухой контакт» или «переход: коллектор-эмиттер транзистора»;
Коммуникационные каналы:	импульсные RS485, протокол Modbus (мастер); RS232S/485 протокол Modbus (подчиненный); Ethernet протокол Modbus TCP/IP (подчиненный); Foundation fieldbus; Profibus.
Характеристика рабочей среды: рабочая среда минимальное давление рабочей среды (давление в системе сбора продукции нефтяных скважин), МПа (кгс/см ²) содержание пластовой воды в сырой нефти, % объемных максимальное значение содержания нефтяного газа в обезвоженной нефти в стандартных условиях - газовый фактор, м ³ /т минимальное значение содержания свободного нефтяного газа в 1 м ³ газожидкостной смеси в рабочих условиях, м ³ содержание механических примесей, мг/л, не более содержание парафина, % объемных, не более	нефтегазоводяная смесь 0,3 (3,0) от 0 до 100 6000 0,1 3000 15,0
Габаритные размеры и масса БТ и БА	в зависимости от типоразмера и варианта исполнения установки
Параметры питания электрических цепей: род тока напряжение, В частота, Гц потребляемая мощность, кВт·А, не более	переменный 220 ± 22 380 ± 38 50 ± 1 20



Продолжение таблицы 5

Наименование характеристик	Значение
Количество подключаемых скважин (в зависимости от варианта исполнения установки)	от 1 до 30
Уровень освещенности, лк, не менее	80
Исполнение электрооборудования: БТ	взрывозащищенное, соответствующее классу взрывоопасной зоны В-1а (ПУЭ); категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей - ПА-ТЗ по ГОСТ 30852.0-2002, ГОСТ 30852.5-2002, ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.19-2002
БА	общепромышленное
Климатическое исполнение установок	У, М и УХЛ, категория размещения I по ГОСТ 15150-69
Условия эксплуатации: температура окружающей среды, °С: для исполнения УХЛ1 для исполнения У1 для исполнения М относительная влажность воздуха, %, не более	от -60 до +40 от -45 до +40 от -40 до +40 100
Показатели надежности: средняя наработка на отказ по функциям измерений и определений параметров, ч, не менее срок службы, лет, не менее	34500 20

Комплектность:

Таблица 6

Наименование	Обозначение	Количество
Установка измерительная «ОЗНА-МАССОМЕР», в том числе: ¹⁾	—	1 шт.
блок технологический ¹⁾	—	—
блок аппаратурный ¹⁾	—	—
блоки функциональные ¹⁾	—	—
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей (далее – ЗИП) ¹⁾	—	—
Руководство по эксплуатации ²⁾	—	1 шт.
Паспорт ²⁾	—	1 шт.
Методика поверки	УМ.00.00.00.000 И1 с изменением № 1	1 шт.
Комплект монтажных частей (далее – КМЧ) ¹⁾	—	—

¹⁾ Обозначение установки и блоков, ЗИП, КМЧ, входящих в ее состав, их количество выбирается исходя из конфигурации установки, определяемой заказом

²⁾ Обозначение документа определяется исходя из конфигурации установки, определяемой заказом



Место нанесения знака утверждения типа средств измерений: на средстве измерений и/или на эксплуатационных документах.

Поверка осуществляется по УМ.00.00.00.000И1 с изменением № 1 «Инструкция. ГСИ. Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 29 марта 2012 г.

Сведения о методиках (методах) измерений: приведены в эксплуатационном документе.

Технические нормативные правовые акты и технические документы, устанавливающие:

требования к типу средств измерений:

ГОСТ Р 8.615-2005* «ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»;

ГОСТ 30852.0-2002 (МЭК 60079-0:1998) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования»;

СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»;

ТУ 3667-088-00135786-2007 с изм. № 11. «Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР». Технические условия»;

методику поверки:

УМ.00.00.00.000 И1 с изменением № 1 «Инструкция. ГСИ. Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР». Методика поверки».

Перечень средств поверки:

средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав установок измерительных «ОЗНА-МАССОМЕР»;

установка поверочная расходомерная ОЗНА (регистрационный номер — № 29979-05).

Примечания:

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Идентификация программного обеспечения представлена в таблице.

Таблица 7

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SP32.00.011
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.xxxxxx ¹⁾
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	уууу ²⁾ .0024
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-16
¹⁾ Номер подверсии из шести десятичных цифр, предназначен для отслеживания исходных текстов ПО в системе контроля версий производителя, может быть любым.	
²⁾ Служебный идентификатор ПО из четырех шестнадцатеричных цифр, расположен перед контрольной суммой, может быть любым.	

Защита программного обеспечения установки от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010. Метрологически значимая часть ПО СИ и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений.

Погрешность расчетов, выполняемых ПО, благодаря использованию чисел с плавающей запятой в формате IEEE 754 и стандартных математических библиотек языков C++ \ ST, влияет на метрологические характеристики средства измерений в незначительной степени, не превышающей предусмотренную в методике (методе) измерений.

Программное обеспечение:

БИОИ предназначен для сбора, обработки измерительной и сигнальной информации, поступающей от первичных преобразователей параметров, вычислений массы и среднего массового расхода сырой нефти, массы и среднего массового расхода обезвоженной нефти, объема и среднего объемного расхода нефтяного газа, приведения этих параметров к стандартным условиям, передачи измерительной информации на верхний уровень и управляющей информации на шкаф силовой.

В процессе измерений БИОИ принимает информацию от измерительных преобразователей параметров, усредняет, по соответствующим алгоритмам обрабатывает, формирует измерительную информацию, протоколирует, индицирует, регистрирует, хранит результаты прямых измерений и вычислений по каждой скважине за период не менее одного месяца и передает по каналам связи на верхний уровень информационных систем (пунктов сбора измерительной информации систем телемеханики или центральных серверов корпоративных баз данных) архивную информацию и информацию о текущих результатах измерений.

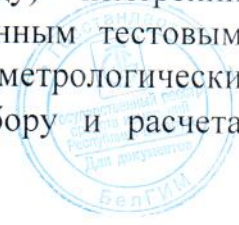
Комплекс программного обеспечения (далее – ПО) состоит из двух частей:

ПО операторской панели;

ПО контроллера.

ПО контроллера является метрологически значимой частью программного обеспечения. ПО операторской панели расчетов и обработки данных не выполняет и является только средством визуального интерфейса пользователя.

После подачи питания на БИОИ встроенное ПО контроллера выполняет ряд самодиагностических проверок, в том числе проверку целостности конфигурационных данных и неизменности исполняемого кода путем расчета и публикации контрольной суммы. Неизменность метрологических характеристик ПО и их соответствие методике (методу) измерений определяются путем выполнения серии расчетов над неизменным тестовым набором исходных и конфигурационных данных, добавления метрологически значимых результатов произведенных расчетов к этому набору и расчета контрольной суммы от полученного набора двоичных данных.



Значение контрольной суммы визуально представляет собой группу из четырех шестнадцатеричных цифр, отделенную от служебного идентификатора точкой. Равенство контрольной суммы значению, указанному в настоящем описании типа, удостоверяет неизменность метрологических характеристик ПО и используемых, согласно методики (метода) измерений, алгоритмов расчетов. Исполняемый код ПО контроллера БИОИ, результаты измерений хранятся в энергонезависимой памяти контроллера БИОИ. Замена исполняемого кода ПО контроллера БИОИ, удаление или изменение результатов измерений штатными средствами интерфейса пользователя невозможно.

Исполняемый код ПО панели оператора хранится в энергонезависимой памяти панели оператора. Замена исполняемого кода ПО панели оператора, удаление или изменение результатов измерений штатными средствами интерфейса пользователя невозможно.

*Приведенные по тексту ссылки на документы «ГОСТ Р» носят справочный характер.

Производитель средств измерений:

Акционерное общество «ОЗНА-Измерительные системы»

(АО «ОЗНА-Измерительные системы»)

Адрес: 452600, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, д. 60

Телефон/факс: (34767) 9-50-10

E-mail: ms@ozna.ru

Уполномоченное юридическое лицо, проводившее испытания средств измерений/метрологическую экспертизу единичного экземпляра средств измерений: Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии»

(ФГУП «ВНИИР»)

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7А

Телефон: (843) 272-70-62

Факс: (843) 272-00-32

E-mail: vniirpr@bk.ru

Директор БелГИМ



В.Л. Гуревич



Handwritten signature in blue ink.