

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» августа 2023 г. № 1560

Регистрационный № 61424-15

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «ОЗНА - Vx»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «ОЗНА-Vx» (далее – установки) предназначены для непрерывных автоматизированных измерений массового расхода и массы скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды и попутного нефтяного газа, массы нетто нефти, а также объемного расхода и объема попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной или газоконденсатной смеси без предварительной сепарации многофазного потока, для измерений объемного расхода и объема природного и попутного нефтяного газа при добыче, подготовке и транспортировке газа с применением расходомеров многофазных Vx Spectra, расходомеров многофазных Vx 88 и расходомеров многофазных Vx (далее – расходомеры Vx).

Описание средства измерений

В установке используется бессепарационный прямой метод динамических измерений, основанный на использовании комбинации трубы Вентури и гамма-измерителя фракций, в спектре излучения которого используются два характерных энергетических пика. При прохождении потока в трубе Вентури возникает перепад давления, что позволяет измерять полный массовый и объемный расход потока, а гамма-измеритель фракций предоставляет данные о соотношении фракций нефти, газа и воды. Для измерения абсолютного и дифференциального давлений, а также температуры потока, используются датчики с цифровым выходом. Вычислительное устройство расходомеров Vx производит расчет расхода фракций смеси - нефти, газа и воды на основе специально разработанной комплексной (гидродинамической, термодинамической и ядерной) физической модели, учитывающей особенности многофазного потока, включая присущую ему нестабильность.

Для учета неоднородности потока нефтегазоводяной смеси по времени и по сечению, расходомер Vx производит измерения параметров потока с частотой 45 Гц. Результаты, накопленные в течение 1 с, в дальнейшем подвергаются статистической обработке. Результаты измерений расходов фаз потока и его фракций сохраняются в памяти управляющего компьютера.

Для регистрации накопленных за определенный интервал времени значений массы скважинной жидкости, нефти и воды, а также объема газа расходомер Vx имеет функцию измерения интервалов времени.

Установки включают в себя блок(и) технологический(ие) (далее – БТ) и блок(и) аппаратный(ые) (далее – БА), оснащенные системами жизнеобеспечения (обогрев, освещение, вентиляция и пожаро-газосигнализация). Также установки могут иметь в своем составе отдельный блок переключения скважин (далее - БПС). БТ, БА и БПС выполняются в виде блок-боксов, которые могут быть изготовлены на одном или отдельных рамных основаниях. Установка может быть выполнена в виде одного блока путем размещения оборудования БА в БТ во взрывозащищенных оболочках.

БА и БТ могут быть закрытого (с укрытием) или открытого исполнения (без укрытия или с быстроразъемными 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. Установка может быть скомпонована в блок-боксах заказчика.

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.

Установки могут изготавливаться как в стационарном, так и в мобильном варианте исполнения.

Основными элементами БТ является измерительная линия и распределительный модуль. В состав измерительной линии, оборудованной ручными и электроуправляемыми органами переключения потока, входит один или несколько расходомеров Vx. Распределительный модуль обеспечивает автоматическое поочередное подключение скважин к измерительной линии посредством системы трехходовых кранов или переключателя скважин многоходового (ПСМ), приводимого в действие электроуправляемым приводом. При этом продукция остальных скважин направляется в общий трубопровод. Распределительный модуль также оснащен байпасной линией для неавтоматизированного подключения скважин к измерительной линии при помощи задвижек.

Вариант исполнения установки выбирается на этапе анализа условий измерений в зависимости от ожидаемых величин расхода и свойств нефтегазоводяной смеси, а также выходных параметров установки.

В состав БТ могут входить:

- расходомеры многофазные Vx (регистрационный № 42779-09);
- расходомеры многофазные Vx 88 (регистрационный № 48745-11);
- расходомеры многофазные Vx Spectra (регистрационный № 60560-15);
- вспомогательные средства измерений (измерительные преобразователи давления и температуры, манометры и термометры показывающие);
- переключатель(и) скважин ПСМ или БПС;
- привод(ы) гидравлический(ие) ГП-1М;
- ручные задвижки и/или краны/клапана запорные/трехходовые с электроприводами;
- линия байпасная;
- коллектор общий;
- входные и выходные линии для последовательного подключения эталонов;
- дренажная линия;
- фильтр;
- клапан обратный;
- система жизнеобеспечения (отопление, освещение и вентиляция);
- система определения загазованности и оповещения;
- система пожарной сигнализации;
- система охранной сигнализации.

БА осуществляет сбор, обработку, регистрацию, отображение, хранение полученных результатов измерений в архиве и их передачу в АСУТП верхнего уровня, а также управляет контрольно-измерительными приборами, автоматикой, системой жизнеобеспечения, охранной и пожарной сигнализацией.

В состав БА могут входить:

- шкаф силовой (далее – ШС);
- шкаф(ы) вспомогательный(ые);
- блок измерений и обработки информации (далее – БИОИ);
- система жизнеобеспечения (отопление, освещение и вентиляция);
- система пожарной сигнализации;
- система охранной сигнализации.

БИОИ выполнен на базе отдельных модулей ввода/вывода, и/или программируемых логических контроллеров (далее - ПЛК) и/или измерительно-вычислительного комплекса (далее – ИВК), и/или средства человеко-машинного интерфейса (далее - HMI), называемого также операторской панелью.

ИВК может быть реализован на базе встраиваемых компьютеров (Embedded Computer, без HMI), промышленных панельных компьютеров (Industry Panel Computer, совмещено с HMI) производства FIREFLY TECHNOLOGY CO, LTD (КНР), с операционной системой (ОС Linux\WinCE\QNX и т.п.), зарегистрированных ООО "ОЗНА-ДИДЖИТАЛ СОЛЮШНС" как Вычислительные машины FIREFLY, декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-CN.PA05.B.70036/22 от 22.08.2022 действует до 16.08.2027. Основные применяемые модели серий ЕС-А (ЕС-A3399ProC, ЕС-A3399C, ЕС-A3568J, ЕС-A3288C и др.), IPC (IPC-M10R800-A3568J, IPC-M10R800-A3399C, IPC-M10R800-A3288C и др.) и их аналоги на базе процессоров ARM64.

ИВК может выполнять функции и заменять собой в составе БИОИ промышленный ПЛК (в случае использования совместно с отдельными модулями ввода-вывода) и/или HMI, но может использоваться и вместе с ними, в зависимости от состава конкретного исполнения БИОИ.

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 контроллеров, применяемых в установках, приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Номенклатура применяемых контроллеров

Наименование, тип	Регистрационный номер
Контроллеры SCADAPack 32/32P, 314/314E, 330/334 (330/334E), 350/357 (350E/357E), 312, 313, 337E, 570/575	69436-17
Контроллеры программируемые DirectLOGIC, CLICK, Productivity 2000, Productivity 3000, Protos X, Terminator	65466-16
Системы управления модульные B&R X20	57232-14
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-300	15772-11
Модули измерительные контроллеров программируемых SIMATIC S7-1500	60314-15
Контроллеры измерительные ControlWave Micro	63215-16
Контроллеры SCADAPack	86492-22
Устройства центральные процессорные системы управления B&R X20	84558-22
Контроллеры программируемые логические BRIC	82839-21
Контроллеры программируемые логические АБАК ПЛК	63211-16
Контроллеры программируемые логические Unistream	62877-15
Контроллеры программируемые логические MKLogic200 A	85559-22
Контроллеры измерительные К 15	75449-19
Модули ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов MDS	37445-09
Модули автоматики NL	75710-19
Контроллеры программируемые ЭЛСИ-ТМК	62545-15
Системы распределенного ввода вывода CREVIS/СУЭР	80690-20

Внешний вид и схема пломбирования установки представлены на рисунках 1-3.

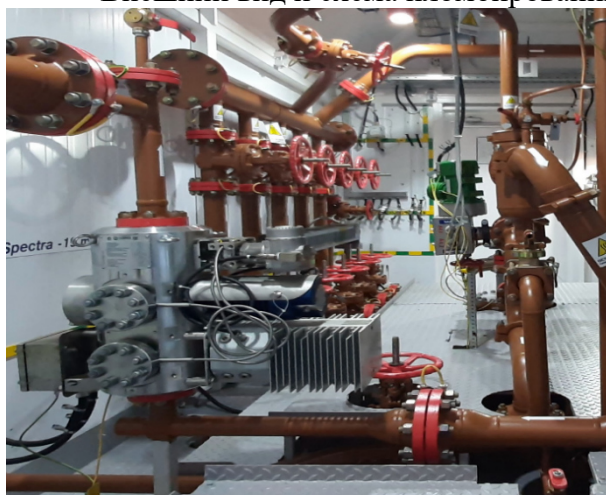


Рисунок 1 - Внешний вид оборудования БТ многоквартальной установки



Рисунок 2 - Внешний вид оборудования БА общепромышленного исполнения



Заводской номер



Пломба службы качества



Заводской номер



Пломба службы качества

Рисунок 3 – Внешний вид и схема пломбирования БТ и БА установки.

Заводской номер установки указывается на металлической табличке, закрепленной на наружной поверхности БА и БТ, или на наружной поверхности блок-бокса заказчика, методом лазерной гравировки. В случае открытого исполнения заводской номер установки указывается на металлической табличке, закрепленной на БИОИ.

Формат нанесения заводского номера – цифровой. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

Комплекс программного обеспечения (далее – ПО) установок реализован в БИОИ.

Комплекс ПО состоит из следующих компонентов:

1. ПО ЧМИ* - человеко-машинный интерфейс (при наличии НМИ в составе БИОИ);
2. ПО АСУ* – автоматизированная система управления;
3. ПО СПД – сбор и передача данных;
4. ПО ВПД – вычислитель параметров дебита.

Примечание:

* - не является метрологически значимым модулем.

Комплекс ПО (метрологически значимые модули) выполняет функции:

ПО СПД:

- обеспечение управления процессом измерений при помощи команд, подаваемых дистанционно – с верхнего уровня АСУТП эксплуатирующего предприятия;

- обеспечение сбора, хранения, обработки и передачи первичных данных расходомеров Vх, других средств измерений и КИПиА, входящих в состав установок;

- обеспечение хранения результатов измерений в энергонезависимой памяти ПЛК\ИВК в течение года и более;

- обеспечение защищенной передачи результатов измерений в локальный НМИ, на верхний уровень АСУТП эксплуатирующего предприятия по цифровым сетям, выгрузки на цифровые носители;

ПО ВПД:

- обеспечение обработки данных расходомеров Vх, других средств измерений и КИПиА, входящих в состав установок, и вычисления результатов измерений согласно аттестованной методики измерений.

Размещение компонентов ПО осуществляется в ИВК или в ПЛК (при отсутствии ИВК в составе БИОИ).

Идентификационные данные ПО установок приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО СПД	ПО ВПД
Идентификационное наименование ПО	IS.VX.101	IS.VX.201
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.xxxxxx ¹⁾	1.zzzzzz ¹⁾
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполнения кода)	yyyy ²⁾ .10F2	kkkk ²⁾ .AA7E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-16	CRC-16
Примечания: ¹⁾ – номер подверсии из шести десятичных цифр, предназначен для отслеживания исходных текстов ПО СПД \ ПО ВПД в системе контроля версий производителя, может быть любым; ²⁾ – служебный идентификатор ПО СПД \ ПО ВПД из четырех шестнадцатеричных цифр, расположен перед контрольной суммой, может быть любым.		

Уровень защиты ПО установок от непреднамеренных и преднамеренных изменений «вы-

сокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «Рекомендации по метрологии. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения»

Механическая защита от несанкционированного доступа к ПЛК\ИВК осуществляется пломбированием наклеек на корпус встраиваемого компьютера ИВК и\или ПЛК БИОИ для предотвращения вскрытия корпуса и выполнения операции замены системного программного обеспечения (ОС встраиваемого компьютера ИВК, firmware ПЛК и т.п.), как показано на рисунках 4 и 5.

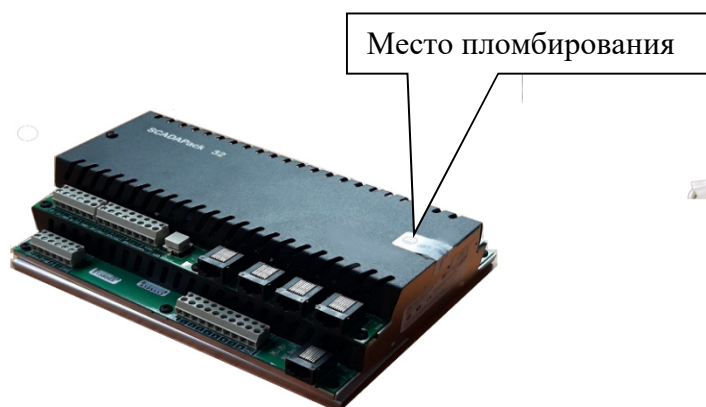


Рисунок 4 - Схема пломбирования корпуса ПЛК

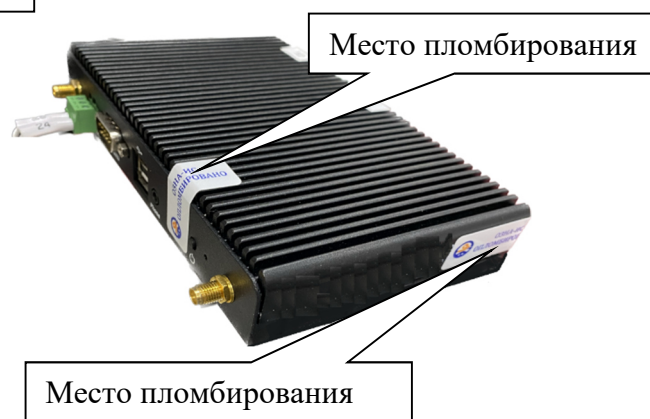


Рисунок 5 - Схема пломбирования корпуса встраиваемого компьютера ИВК

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики установок приведены в таблицах 3, 4, 5.

Таблица 3 - Метрологические характеристики установок при применении различных модификаций расходомеров Vx

Наименование характеристики		Значение
Расходомеры многофазные Vx Spectra		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти (жидкости в составе многофазного потока), %		$\pm 2,5$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, в составе многофазного потока, %		$\pm 5,0$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти без учета воды и попутного нефтяного газа, пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	при содержании объемной доли воды в сырой нефти: - от 0 до 80 % - от 80 до 95 % - свыше 95 %	$\pm 6,0$ $\pm 15,0$ не нормируется
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода газожидкостной смеси, %		$\pm 1,0$
Пределы абсолютной погрешности измерений объемной доли воды, %, в диапазоне содержания объемной доли газа от 0 до 100 %		$\pm 1,0$
Расходомеры многофазные Vx и расходомеры многофазные Vx88		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости, %		$\pm 2,5$

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	± 5,0
---	-------

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики		Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды и попутного нефтяного газа, массы нетто нефти, %	при содержании объемной доли воды в скважинной жидкости: - от 0 до 70 % - от 70 до 95 % - свыше 95 %	± 6,0 ± 15,0 не нормируется

Таблица 4 - Технические характеристики установок при применении различных модификаций расходомеров Vx

Характеристики	Модификация расходомеров Vx				
	Vx Spectra: Vx 19; Vx 29; Vx 40; Vx 65; Vx 88	Vx Spectra Снегирь Vx 19R; Vx 29R; Vx 40R; Vx 65R; Vx 88R	Phase Watcher Vx		
			Vx 29	Vx 52	Vx 88
Рабочая среда	нефтегазоводяная или газоконденсатная смесь, нефть, сырая нефть, попутный газ, природный газ				
Массовый расход жидкости в составе многофазного потока, т/ч ¹⁾ , не более	662,4		-	-	-
Объемный расход газа в рабочих условиях в составе многофазного потока, м³/ч ¹⁾ , не более	2950,00		-	-	-
Максимальный объемный расход жидкости в составе нефтегазоводяной смеси при рабочих условиях, м³/ч (перепад давления 0,5 МПа)	-	-	82	254	730
Минимальный объемный расход жидкости в составе нефтегазоводяной смеси при рабочих условиях, м³/ч (перепад давления 0,005 МПа)	-	-	6	18	70
Максимальный объемный расход газа при рабочих условиях, м³/ч	-	-	500	1500	4400
Давление рабочей среды, МПа, не более ²⁾	34,5	6,3	34,0		
Температура рабочей среды, °С	от -46 до +121	от -40 до +90	от -20 до +150		
Температура окружающей среды, °С	от -40 до +85	от -40 до +45	от -20 до +85		
Вязкость дегазированной жидкой фазы, мПа·с	от 0,1 до 30000 ^{2, 3)}				
Объемное содержание воды в потоке (WLR), %	от 0 до 100 включ.				

Продолжение таблицы 4

Продолжение таблицы 1

Характеристики	Модификация расходомеров Vx				
	Vx Spectra: Vx 19; Vx 29; Vx 40; Vx 65; Vx 88	Vx Spectra Снегирь Vx 19R; Vx 29R; Vx 40R; Vx 65R; Vx 88R	Phase Watcher Vx		
			Vx 29	Vx 52	Vx 88
Объемное содержание свободного газа в потоке (GVF), %	от 0 до 100 включ.				
Примечания: 1) приведено максимальное для всей линейки расходомеров значение измерений. Подробная информация приведена в руководстве по эксплуатации расходомеров Vx; 2) подробная информация приведена в паспорте на установку; 3) рекомендуемый диапазон вязкости жидкости в рабочих условиях не более 2000 мПа·с; возможно измерение жидкости более высокой вязкости, при условии проведения специальной калибровки					

Таблица 5 - Технические характеристики установок

Наименование характеристики	Значение
Род тока	Переменный
Напряжение питания, В	380/220
Допустимое отклонение от номинального напряжения, %	от минус 15 до плюс 10
Частота, Гц	50 ± 0,4
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	20
Средняя наработка на отказ, ч, не более	131400
Срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на металлические таблички, укрепленные на БТ и БА-блоках, методом лазерной маркировки или аппликацией, а также типографским или иным способом на титульные листы

руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

Комплектность установок приведена в таблице 6

Таблица 6 – Комплектность установки

Наименование	Кол-во	Примечание
Установка измерительная «ОЗНА-Vx»	1	В соответствии с заказом
в том числе*:		
- блок технологический	-	
- блок аппаратный	-	
- блок переключения скважин	-	

Продолжение таблицы 6

Наименование	Кол-во	Примечание
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей (далее – ЗИП)	1	Согласно ведомости ЗИП
Комплект эксплуатационных документов (РЭ, ПС)	1	Согласно ведомости эксплуатационных документов
Комплект монтажных частей (далее – КМЧ)	1	Согласно ведомости КМЧ
* Обозначение установки и блоков, входящих в ее состав, выбирается исходя из конфигурации установки, определяемой заказом		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса скважинной жидкости, объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением установок измерительных «ОЗНА-Vх» АО «ОЗНА-Измерительные системы». Свидетельство об аттестации № 01.00257 – 2013/10809-21 от 9 августа 2021 г. выдано ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

ГОСТ Р 8.1016-2022 Национальный стандарт Российской Федерации. ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования;

ГОСТ 8.637- 2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков;

ТУ 3667-094-00135786-2009 Технические условия «Установки измерительные «ОЗНА-Vх».

Изготовитель

Акционерное общество «ОЗНА - Измерительные системы» (АО «ОЗНА - Измерительные системы»)
ИНН 0265037983
Адрес: 452607, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, д. 60
Тел./факс: (34767) 9-50-10
E-mail: ms@ozna.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Телефон: +7(843) 272-70-62
Факс: +7(843)272-00-32
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» августа 2023 г. № 1560

Регистрационный № 70903-18

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термометры сопротивления эталонные ЭТС-100М

Назначение средства измерений

Термометры сопротивления эталонные ЭТС-100М – рабочие эталоны 2-го, 3-его разрядов согласно государственной поверочной схеме для средств измерений температуры, части 1, 2, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 23.12.2022 г. № 3253, предназначены для поверки рабочих средств измерений температуры, а также для точных измерений температуры жидких и газообразных сред в диапазоне от минус 196 °С до плюс 660,323 °С.

Описание средства измерений

К настоящему типу относятся термометры сопротивления эталонные ЭТС-100М исполнений ЭТС-100М1, ЭТС-100М2, ЭТС-100М3.

Принцип действия термометров сопротивления (ТС) заключается в использовании температурной зависимости электрического сопротивления платины. Основной частью термометра является чувствительный элемент, состоящий из платиновой проволоки, спирально уложенной в четырехканальную керамическую трубку. К концам проволоки чувствительного элемента приварены отрезки платинородиевой проволоки, и выводы из алюмелевой проволоки, изолированные кварцевой соломкой. Между выводами проложена кремнийорганическая вата. Корпус термометра изготовлен из нержавеющей стали.

Исполнения термометров различаются метрологическими характеристиками, термометры ЭТС-100М2 – рабочие эталоны 2-го разряда; ЭТС-100М1, ЭТС-100М3 – 3-его разряда.

Маркировка термометров выполнена методом лазерной гравировки на головке термометра и содержит: обозначение термометра, заводской номер по принятой нумерации предприятия–изготовителя в формате не менее 3 арабских цифр.

Нанесение знака поверки на термометр и пломбирование термометров не предусмотрено.

Общий вид средства измерений представлен на рисунке 1.

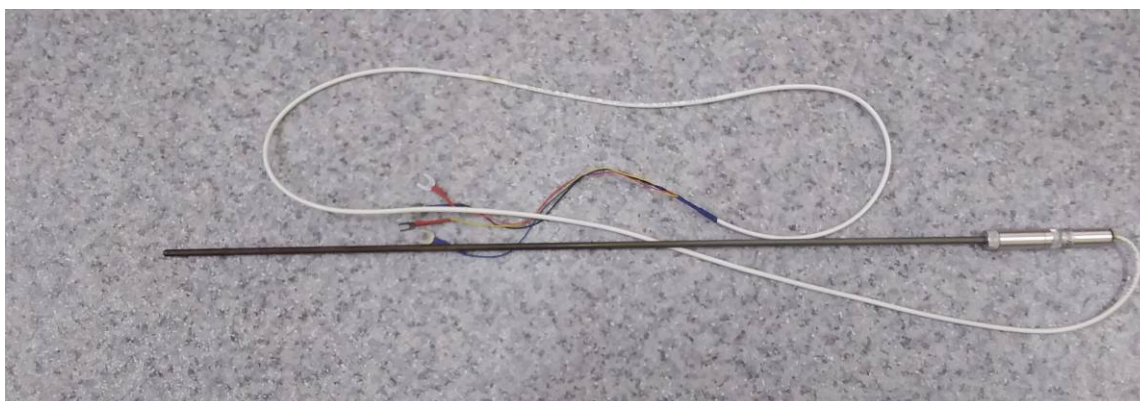


Рисунок 1 – Общий вид ТС



Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Исполнения	ЭТС-100М1	ЭТС-100М3	ЭТС-100М2
Диапазон измерений температуры, °С	от -196 до +660,323	от -196 до +419,527	
Номинальное сопротивление при 0 °С, Ом	100,0±0,5		
Нестабильность термометров в тройной точке воды после отжига при температуре на 10 °С выше верхнего предела измерений, °С, не более	±0,01	±0,01	±0,005
Отношение W _{Ga} сопротивления термометров при температуре плавления галлия к их сопротивлению в тройной точке воды, не менее	1,11795		
Доверительные границы погрешности при доверительной вероятности 0,95, °С, при температуре:			
-196 °С (77 К)	±0,05		±0,020
+0,01 °С	±0,02		±0,010
+231,928 °С	±0,04		±0,015
+419,527 °С	±0,07		±0,020
+660,323 °С	±0,15	-	-

Наименование характеристики	Значение		
Исполнения	ЭТС-100М1	ЭТС-100М3	ЭТС-100М2
Электрическое сопротивление изоляции между выводами и корпусом термометров при температуре окружающей среды от +18 °С до +22 °С и относительной влажности воздуха от 50 % до 80 %, МОм, не менее	100		

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм, не более	
диаметр защитной трубки	5
диаметр головки термометра	14
длина монтажной части	550
Масса, г, не более	100
Условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность воздуха, % атмосферное давление, кПа	от +18 до +22 от 50 до 80 от 97,3 до 105,3
Условия транспортирования: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность воздуха, % атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 до 80 от 97,3 до 105,3
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	1000
Средний срок службы, лет	5

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность ТС

Наименование	Обозначение	Количество
Термометр сопротивления эталонный	ЭТС-100М	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РЭ	1 экз.
Паспорт	ПС	1 экз.
Футляр		1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Термометры сопротивления эталонные ЭТС-100М. Руководство по эксплуатации», раздел 10 «Порядок работы».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений температуры, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2022 г. № 3253;

ГОСТ 6651-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний»;

Технические условия ТУ 4211-014-0125106998-2018 «Термометры сопротивления эталонные ЭТС-100М».

Изготовитель

Индивидуальный предприниматель Лебедева (ИП Лебедева)

ИНН 782574589625

Адрес: 191180, г. Санкт-Петербург, набережная реки Фонтанки, д. 84, кв. 25

Телефон: +7 921-776-74-57,

E-mail: termo01@rambler.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева»

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19

Телефон: (812) 251-76-01, факс: (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311541.