

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерительные СУ-5Д

Назначение средства измерений

Системы измерительные СУ-5Д (далее, системы) предназначены для непрерывных измерений массы авиационного керосина, дизельного топлива и сжиженных углеводородных газов (СУГ) (далее - нефтепродуктов) в резервуарах многотопливных автозаправочных станций (далее – МАЗС), газонаполнительных станций (далее - ГНС) и нефтебаз.

Описание средства измерений

Система реализует прямой метод измерений массы нефтепродуктов в резервуарах. В соответствии с положениями ГОСТ Р 8.596-2002. Система относится к типу ИС-2.

В качестве измерительных компонентов системы применяют первичные измерительные преобразователи массы нефтепродукта в резервуарах ДЖС-7М.

В качестве связующих компонентов системы применяют кабельные линии связи.

В качестве вычислительного компонента системы применяют электронный блок, конструктивно объединенный с блоком искрозащиты ИЗК-3.

В качестве вспомогательных компонентов системы применяют светодиодные индикаторы СМИ-1.

Первичные измерительные преобразователи массы нефтепродукта ДЖС-7М (далее - первичные преобразователи) предназначены для установки непосредственно в резервуары любых типов с базовой высотой не более 9000 мм.

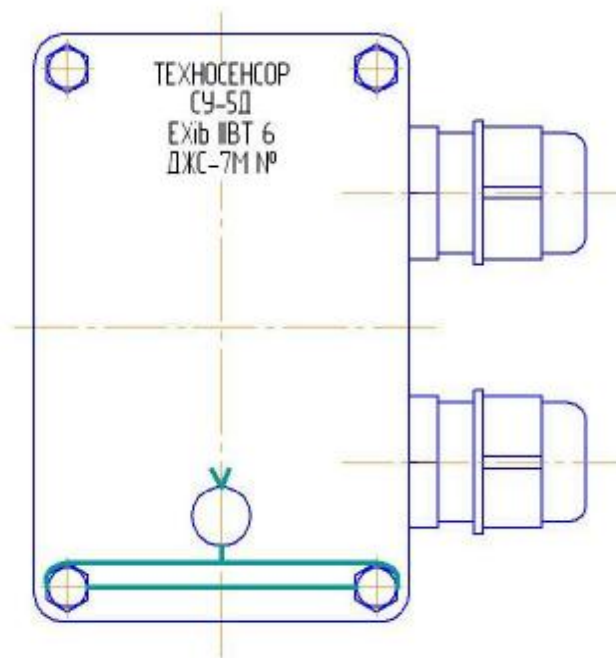
Принцип действия системы основан на измерении электрических емкостей чувствительных элементов первичных измерительных преобразователей ДЖС-7М.

Конструктивно чувствительный элемент первичного преобразователя массы представляет собой радиочастотный коаксиальный резонатор, выполненный в виде вставленных одна в другую металлических труб различного диаметра из нержавеющей стали. Резонатор устанавливают в резервуар в вертикальном положении в области наибольшей высоты резервуара. Длина измерительной части резонатора соответствует фактической высоте резервуара в месте установки первичного преобразователя с учетом необходимых технологических зазоров между датчиком и дном резервуара. Верхний конец резонатора крепится на верхней образующей резервуара (крышке технологической горловины для резервуаров со сжиженным газом) с помощью сквозного резьбового соединения. Электронный блок крепится к верхнему концу резонатора и располагается снаружи резервуара. Корпус электронного блока изготовлен из алюминия. При сливе или поступлении нефтепродукта в резервуар происходит изменение электрической емкости резонатора относительно значения электрической емкости резонатора для порожнего резервуара. Величина приращения емкости резонатора, соответствующая приращению массы нефтепродукта в резервуаре зависит от сорта нефтепродукта, температуры и фактических геометрических особенностей формы резервуара, на который установлен первичный преобразователь. Градуировочная характеристика первичного преобразователя определяется после монтажа преобразователя на резервуар в соответствии с методикой градуировки, приведенной в Приложении А к Руководству по эксплуатации системы. Индивидуальная градуировочная характеристика в процессе градуировки первичного преобразователя ДЖС-7М записывается в энергонезависимую память блока искрозащиты ИЗК-3 и действительна для данного резервуара и сорта нефтепродукта, на котором выполнялась градуировка.



Рис.1 Внешний вид первичного преобразователя ДЖС-7М

После проведения поверки крышка электронного блока первичного преобразователя ДЖС-7М пломбируется. Способ пломбировки крышки электронного блока показан на Рис.2



Винты крепящие крышку опломбировать проволокой и планкой. Проволоку скрутить в 3..5 оборотов, планку обжать. Надпись выполнить гравировкой.

Рис.2 Способ пломбирования первичного преобразователя ДЖС-7М

Измеренное значение приращения емкости резонатора преобразуется электронным блоком в цифровой выходной сигнал, пропорциональный текущему значению массы нефтепродукта в резервуаре. Для определения компенсации влияния температуры на свойства коаксиального резонатора первичного преобразователя вдоль резонатора в отдельной трубке из нержавеющей стали расположены шесть датчиков температуры, равномерно распределенных по высоте резонатора. Метрологические характеристики датчиков температуры не нормируются.

Измеренные текущие значения электрической емкости резонатора, температуры измеряемой среды электронным блоком первичного преобразователя по линиям связи по интерфейсу RS-485 передает на блок ИЗК-3. Блок ИЗК-3 выполняет температурную компенсацию показаний первичного преобразователя в зависимости от текущей температуры и, используя записанную в энергонезависимую память градуировочную характеристику первичного преобразователя преобразует полученные значения электрической емкости резонатора в значения масс жидкой и паровой фаз нефтепродукта в резервуаре, а также используя встроенное ПО рассчитывает значения плотностей и объемов жидкой и паровой фаз нефтепродукта в резервуаре в режиме реального времени. Метрологические характеристики рассчитанных значений плотностей и объемов жидкой и паровой фазы нефтепродукта не нормированы.



Рис.3. Электронный блок ИЗК-3.

Полученные результаты измерений и вычислений по линиям связи по интерфейсу RS-485 передаются от блока ИЗК-3 на светодиодный индикатор СМИ-1 для отображения измерительной информации. Светодиодный индикатор СМИ-1 позволяет одновременно отображать измеренное значение суммарной массы жидкой и паровой фаз нефтепродукта в резервуаре в кг (на верхнем табло), и вычисленное значение степени заполнения резервуара жидкой фазой нефтепродукта в % от максимальной вместимости (на нижнем табло).

При нажатии на кнопку в правой части индикатора на верхнем табло выводятся значения плотности жидкой фазы нефтепродукта, $\text{кг}/\text{м}^3$, на нижнем табло - значения объема жидкой фазы нефтепродукта, м^3 .

Индикатор можно запрограммировать на вывод других параметров, выдаваемых блоком ИЗК-3 по интерфейсу RS-485:

- массы жидкой фазы нефтепродукта, кг;
- массы паровой фазы нефтепродукта, кг;
- плотности паровой фазы нефтепродукта, $\text{кг}/\text{м}^3$.



Рис.4. Светодиодный индикатор СМН-1

Блок ИЗК-3 может передавать измерительную информацию по стандартному протоколу MODBUS ASCII на ПЭВМ оператора МАЗС или нефтебазы. Применение стандартного протокола позволяет интегрировать систему в уже имеющуюся на объекте АСУ ТП (SCADA-системы или АРМ оператора), и не устанавливать дополнительное ПО на ПЭВМ.

Подключение блока ИЗК-3 к ПЭВМ выполняется через стандартный преобразователь интерфейсов RS-485 – USB.

Программное обеспечение

Блок ИЗК-3 имеет встроенное программное обеспечение. Встроенное программное обеспечение (далее в тексте встроенное ПО) разработано фирмой-изготовителем специально для решения задачи непрерывного преобразование значения измеряемого параметра - электрической емкости резонатора первичного преобразователя в значения суммарной массы жидкой и паровой фаз нефтепродукта в резервуаре. Кроме этого встроенное ПО позволяет дополнительно рассчитать значения плотностей и объемов жидкой и паровой фазы нефтепродукта в резервуаре в режиме реального времени. Программное обеспечение записывают на заводе-изготовителе, и оно не может быть изменено потребителем.

Идентификация номера версии встроенного программного обеспечения (ПО) потребителем возможна при включении питания системы. Номер версии встроенного ПО высвечивается в виде трехзначного числа "060" в нижнем поле монитора светодиодного индикатора СМИ-1 на время до 5-ти секунд, после чего система переходит в режим измерений. Блоки ИЗК-3 имеют защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений, реализованную изготовителем на этапе производства путем установки системы защиты от чтения и записи. Класс защиты встроенного программного обеспечения блоков ИЗК-3 от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286. Влияние встроенного программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик системы СУ-5Д.

Идентификационные данные для встроенного программного обеспечения "Системы измерительные СУ-5Д" приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Встроенное ПО "Блок искрозащиты ИЗК-3"	ТСО000115SU 5060.a90	060 или выше	ee869d9a1e9c59618da8c 2727c215c91	MD5
Примечание – контрольная сумма исполняемого файла программного обеспечения рассчитана с применением свободно распространяемой по лицензии GPL утилиты md5summer (http://www.md5summer.org)				

Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений массы нефтепродукта в резервуаре, кг	от X* до 150000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта в резервуаре, %	±0,7
Условия эксплуатации	
Рабочая среда	авиационный керосина, дизельное топливо и сжиженные углеводородные газы (СУГ)
Максимальная высота резервуара для установки первичного преобразователя ДЖС-7М, мм	до 9000

Диапазон температур окружающего воздуха, °С: - для электронных блоков первичных преобразователей ДЖС-7М - для блока ИЗК-3 - для светодиодного индикатора СМИ-1	от минус 40 до 70 от минус 20 до 70 от минус 20 до 70
Диапазон относительной влажности окружающего воздуха, %	до 100
Диапазон атмосферного давления, кПа	от 97 до 104
Диапазон температур рабочей среды	от минус 40 до 70
Напряжение питания, В	220 +10/-15
Частота переменного тока, Гц	50
Потребляемая мощность, Вт, не более	20
Максимальное количество одновременно подключаемых первичных преобразователей ДЖС-7М, шт	6
Габаритные размеры, длина x ширина x высота, мм: - первичного преобразователя ДЖС-7М - блока ИЗК-3 - светодиодного индикатора СМИ-1	100 x 100 x 9000 (высота в зависимости от заказа, максимальная 9000 мм) 100 x 180 x 40 100 x 110 x 50
Масса кг, не более: - первичного преобразователя ДЖС-7М - блока ИЗК-3 - светодиодного индикатора СМИ-1	10 1 1
Маркировка взрывозащиты первичных преобразователей ДЖС-7М	ExibПВТ6
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	100 000

* Нижние значения диапазона измерений массы нефтепродукта X, кг, для которого сохраняются требования по погрешности измерений в 0,7% отн. зависят от типа и массовой вместимости применяемого резервуара:

X = 20% от максимальной массовой вместимости для вертикальных резервуаров, кг;

X = 17% от максимальной массовой вместимости для горизонтальных резервуаров, кг.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист методики измерений, руководства по эксплуатации и на боковую поверхность корпуса блока ИЗК-3 в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки определяется спецификацией в зависимости от условий заказа. Основной комплект включает:

Система СУ-5Д, в составе:	
- первичные преобразователи ДЖС-7М, шт	до 6, (в зависимости от заказа)
- блок ИЗК-3	1
- светодиодный индикатор СМИ-1	до 6, (в зависимости от заказа)
- руководство по эксплуатации	1
- методика поверки МП2302-0065-2013	1

Поверка

осуществляется по документу МП 2302-0065-2013 "ГСИ. Система измерительная СУ-5Д. Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева" 10.06.2013 г.

Основные средства поверки:

- установка измерительная "АТ", пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы $\pm 0,15\%$, гос. реестр № 42777-09.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений изложены в документе ТСО.000.116РЭ. "Системы измерительные СУ-5Д. Руководство по эксплуатации"

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам измерительным СУ-5Д

ТСО.000.116ТУ. "Системы измерительные СУ-5Д. Технические условия".

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений

Изготовитель

ООО "Техносенсор"

196128, Россия г. Санкт-Петербург ул. Благодатная, 2,

тел./факс (812) 369-91-64

e-mail: technosensor@yandex.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМ им Д.И. Менделеева", регистрационный номер 30001-10;

190005, Санкт-Петербург, Московский пр., 19.

тел.: (812) 323-96-03

Заместитель Руководителя Федерального агентства
по техническому регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. " ____ " _____ 2013 г.