

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы программно-технические SIMATIC PCS7 МПСА НПС

Назначение средства измерений

Комплексы программно-технические SIMATIC PCS7 МПСА НПС (далее - ПТК МПСА НПС) предназначены для преобразования унифицированных аналоговых сигналов постоянного электрического тока и сопротивления в цифровой сигнал, сбора, обработки и регистрации измерительной информации и выдачи управляющих воздействий в аналоговой и дискретной форме.

Описание средства измерений

Принцип действия ПТК МПСА НПС основан на аналогово-цифровом преобразовании входных аналоговых сигналов от первичных преобразователей с последующей передачей данных на автоматическое рабочее место (АРМ) оператора для отображения и регистрации. ПТК МПСА НПС применяются в автоматизированных системах управления технологическим процессом (АСУ ТП) транспортирования и хранения нефти и нефтепродуктов, в системах автоматического регулирования давления (САРД), в том числе для автоматизации объектов магистральных нефтепроводов (МН), нефтеперекачивающих станций (НПС), резервуарных парков (РП), нефтебаз, нефтеналивных причалов, системах телемеханизации.

ПТК МПСА НПС обеспечивают выполнение следующих функций:

- измерение выходных сигналов и сбор информации от первичных датчиков и преобразователей различных технологических параметров;
- первичную цифровую обработку полученной информации;
- сравнение измеренных значений параметров контролируемого объекта с заданными пределами;
- регистрацию и запоминание измеренных значений, их отклонений от заданных уставок;
- накопление и хранение полученной информации;
- визуализацию и анализ текущей и накопленной информации в виде экранных форм, отчетов, графиков на мониторе и принтере;
- удаленное управление различным технологическим оборудованием;
- централизованное конфигурирование параметров датчиков удаленных объектов.

В состав ПТК МПСА НПС входят следующие основные блоки:

- преобразователи для согласования уровней сигналов, гальванической развязки и/или искробезопасной защиты между первичными измерительными преобразователями и исполнительными механизмами с одной стороны и модулями ввода-вывода сигналов контроллеров с другой стороны, питания первичных приборов и преобразователей;
- программируемые логические контроллеры Siemens серии Simatic S7-300 (регистрационный № 15772-11), Simatic S7-400 (регистрационный № 15773-11) и устройств распределенного ввода-вывода Simatic ET200 (регистрационный № 22734-11) с модулями ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов;
- преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К (регистрационный № 22153-08) (по заказу);
- АРМ операторов на базе компьютеров типа IBM PC для визуализации технологических параметров, выполнения расчетов, ведения протоколов и архивации данных.

Все электрооборудование ПТК МПСА НПС устанавливается в герметизированных пыле- и влагозащищенных шкафах со степенью защиты не ниже IP43 (для шкафов, устанавливаемых вне помещений) или IP21 (в помещениях). При эксплуатации в условиях низкой температуры шкафы дополнительно оснащаются системой подогрева.

В ПТК МПСА НПС используются протоколы передачи данных по полевой шине Profibus и HART (только для конфигурирования преобразователей), для связи модулей контроллеров с ЦПУ и АРМ оператора - S7/TCP.

Обмен данными между ПТК МПСА НПС и внешними системами осуществляется по протоколам TCP/IP, МЭК870-5-101-95, МЭК870-5-104-95, Modbus и другим сертифицированным промышленным протоколам передачи данных по проводным и беспроводным каналам связи.

Связь с системой контроля вибрации может осуществляться по интерфейсу RS-485, протокол Modbus RTU. Связь с системой контроля загазованности может осуществляться по интерфейсу RS-485, протокол Modbus RTU.

Внешний вид шкафа ПТК МПСА НПС представлен на рисунке 1. Основные метрологические и технические характеристики указаны в таблицах 2, 3. Комплектность поставки указана в таблице 4.



Рисунок 1 - Шкаф ПТК МПСА НПС

Программное обеспечение

ПТК МПСА НПС имеют встроенное программное обеспечение (ПО), представляющее собой микропрограмму, которое реализовано аппаратно и является метрологически значимым.

Вклад микропрограммы в суммарную погрешность ПТК МПСА НПС незначителен, так как определяется погрешностью дискретизации (погрешностью АЦП), являющейся ничтожно малой по сравнению с погрешностью ПТК МПСА НПС.

Внешнее программное обеспечение является метрологически незначимым и предназначено для снятия цифровых значений с преобразователей, последующей их нормализацией в значения измеряемой величины и передачи их по каналам связи. Идентификационные данные программного обеспечения ПТК МПСА НПС приведены в таблице 1.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Идентификационное наименование ПО	Встроенное ПО Микропрограмма
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-	не ниже 8.0
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Основные метрологические характеристики

Наименование измерительного канала	Диапазон преобразования входного сигнала ПТК	Пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразования (Δ)* / пределы допускаемой погрешности приведенной к верхнему значению диапазона преобразования (γ)*
Давления нефти в САРД	от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,05 \% (\pm 0,11 \%)$
Давления нефти в линейной части МН	от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,05 \% (\pm 0,11 \%)$
Давления нефти в линейной части МН, канал с HART-протоколом для настройки датчика	от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,1 \% (\pm 0,14 \%)$
Давления нефти в остальных случаях, в т.ч. канал с HART-протоколом для настройки датчика	от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,3 \% (\pm 0,32 \%)$
Перепад давления нефти, избыточное давление сред вспомогательных систем	от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,3 \% (\pm 0,32 \%)$
Сила тока, напряжение, мощность	от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,5 \% (\pm 0,51 \%)$
Виброскорость	от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,5 \% (\pm 0,51 \%)$
Загазованность воздуха парами нефти	от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,5 \% (\pm 0,51 \%)$
Осевое смещение ротора	от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,5 \% (\pm 0,51 \%)$
Уровень жидкости во вспомогательных емкостях	от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,1 \% (\pm 0,14 \%)$
Температура нефти в трубопроводах, в т.ч. канал с HART-протоколом для настройки датчика	от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,3 \% (\pm 0,32 \%)$
	от 60,26 до 212,05 Ом (от -100 до +300 °С для термопреобразователей сопротивления Pt100)	$\Delta = \pm 0,4 \text{ } ^\circ\text{C} (\pm 0,5 \text{ } ^\circ\text{C})$
Температура других сред, в т.ч. канал с HART-протоколом для настройки датчика	от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,3 \% (\pm 0,32 \%)$
	от 60,26 до 212,05 Ом (от -100 до +300 °С для термопреобразователей сопротивления Pt100)	$\Delta = \pm 1,2 \text{ } ^\circ\text{C} (\pm 1,3 \text{ } ^\circ\text{C})$
Канал цифро-аналогового преобразования	Выходной сигнал: от 0 до 20 мА; от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,5 \% (\pm 0,51 \%)$

*Примечание - В скобках даны пределы допускаемой погрешности при использовании барьера искрозащиты или гальванической развязки.

Таблица 3 - Технические характеристики

Характеристика	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - температура окружающей среды (при использовании дополнительного обогрева шкафа), °С - относительная влажность (без конденсации влаги), % - атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 от -40 до +40 от 40 до 90 от 84 до 107
Габаритные размеры (Ш×В×Г), мм	2000×1000×600
Масса, кг, не более	360
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22 50±1
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	20000
Срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на панели ПТК МПСА НПС методом трафаретной печати и типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность поставки

Наименование	Количество
Комплекс программно-технический SIMATIC PCS7 МПСА НПС	1 шт.
Комплект ЗИП	1 шт.
Руководство по эксплуатации 4217-001-17717434 2014 РЭ	1 экз.
Паспорт	1 экз.
Методика поверки МП 58604-14	1 экз.

Поверка

осуществляется в соответствии с документом МП 58604-14 «Комплексы программно-технические SIMATIC PCS7 МПСА НПС. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» 14 августа 2014 г.

Основные средства поверки:

Калибратор электрических сигналов CA11E (регистрационный № 53468-13).

Калибратор многофункциональный MC5-R (регистрационный № 22237-08).

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации 4217-001-17717434 2014 РЭ «Комплексы программно-технические SIMATIC PCS7 МПСА НПС. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к комплексам программно-техническим SIMATIC PCS7 МПСА НПС

МП 58604-14 Комплексы программно-технические SIMATIC PCS7 МПСА НПС. Методика поверки.

ТУ 4217-001-17717434-2014 Комплекс программно-технический SIMATIC PCS7 МПСА НПС. Технические условия.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Эктив Телеком» (ЗАО «Эктив Телеком»)
ИНН 7709522916
Адрес: 125040, г. Москва, ул. Правды, д.26
Тел.: (495) 648-94-90

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.