

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Комплексы программно-технические SIMATIC PCS7 МПСА ПТ

#### Назначение средства измерений

Комплексы программно-технические SIMATIC PCS7 МПСА ПТ (далее - комплексы) предназначены для измерений силы постоянного тока, температуры совместно с первичными термопреобразователями сопротивления, а также 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 комплекса основан на приеме и преобразовании сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей (ПИП), с последующим вычислением, обработкой и архивированием значений параметров технологических процессов.

ПТК МПСА ПТ обеспечивают выполнение следующих функций:

- прием и обработку информации от датчиков АСУ ПТ (пожарных извещателей различных типов, световых и звуковых оповещателей) о пожарной обстановке, а также от датчиков и сигнализаторов давления, уровня и температуры;
- прием и обработку информации о техническом состоянии оборудования АСУ ПТ и внешних соединительных линий комплекса;
- передачу информации о пожаре и техническом состоянии оборудования на верхний уровень и в другие системы;
- управление установкой пожаротушения, средствами оповещения и другими исполнительными устройствами системы;
- прием и исполнение команд оператора
- документирование и архивирование факта возникновения и ликвидации пожара.

Комплексы являются проектно-компоновемым изделием. В зависимости от исполнения, в состав комплекса входит следующее типовое оборудование:

- 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 номер в Федеральном информационном фонде 15772-11), Simatic S7-400 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 66697-17) и устройств распределенного ввода-вывода Simatic ET200 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 66213-16) с модулями ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов;
- преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22153-14) (по заказу);
- преобразователи измерительные серий IM, IMS, MK (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 49765-12) (по заказу);
- преобразователи измерительные серии IMX (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 65278-16) (по заказу);
- преобразователи измерительные MCR-FL (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 56372-14) (по заказу);
- преобразователи измерительные MINI (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 55662-13) (по заказу);
- преобразователи измерительные MACX (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 55661-13) (по заказу);

- преобразователи сигналов измерительные MACX MCR(-EX)-SL (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 54711-13) (по заказу);
- АРМ операторов на базе персонального компьютера для визуализации технологических параметров, выполнения расчетов, ведения протоколов и архивации данных.
- блок ручного управления пожаротушением.

Приборные шкафы комплексов расположены вне взрывоопасных зон промышленного объекта. Связь с оборудованием и преобразователями, установленными во взрывоопасной зоне, осуществляется через искробезопасные цепи.

Конструктивно ПТК МПСА ПТ выполнены в виде нескольких герметизированных пыле- и влагозащищенных шкафов со степенью защиты не ниже IP43 (для шкафов, устанавливаемых вне помещений) или IP21 (в помещениях).

В ПТК МПСА ПТ 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 ПТ 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 приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Внешний вид шкафов комплекса

Измерительные каналы (ИК) комплексов строятся на базе программируемых логических контроллеров и в общем случае состоят из:

- 1) Первичных измерительных преобразователей технологических параметров утвержденных типов в сигналы постоянного тока «4-20 мА» или в электрическое сопротивление (в диапазоне от 30 до 180 Ом). Основные метрологические характеристики первичных измерительных преобразователей утвержденных типов приведены в таблице 1;
- 2) Промежуточных измерительных преобразователей, осуществляющих нормализацию сигналов и гальваническую развязку цепей первичных измерительных преобразователей (исполнительных устройств) и входных цепей аналоговых модулей ввода/вывода;
- 3) Аналоговых модулей ввода/вывода, производящих аналого-цифровые и цифро-аналоговые преобразования. Модули предназначены для совместной работы по внешней шине с контроллерами программируемыми Simatic S7-400, Simatic S7-300 и устройствами распределённого ввода-вывода Simatic ET200;
- 4) АРМ оператора, предназначенного для визуализации технологического процесса, формирования отчетных документов и хранения архивов данных.

Примечание: Состав ИК зависит от конкретного исполнения.

Таблица 1 - Метрологические характеристики первичных измерительных преобразователей

Функциональное назначение первичного измерительного преобразователя	Пределы допускаемой приведенной погрешности, % от диапазона измерений	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, ед. изм.
ПИП избыточного давления нефти/нефтепродуктов, сред вспомогательных систем (кроме воздуха)	±0,1	-
ПИП перепада давления нефти/нефтепродуктов	±0,4	-
ПИП уровня жидкости во вспомогательных емкостях	-	±10,0 мм
ПИП температуры нефти/нефтепродуктов в трубопроводах	-	±0,5 °С
ПИП температуры других сред	-	±2,0 °С

Основные метрологические и технические характеристики указаны в таблицах 3, 4, 5. Комплектность поставки указана в таблице 6.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение «Комплексы программно-технические SIMATIC PCS7 МПСА ПТ» (далее - ПО «SIMATIC PCS7 МПСА»), можно разделить на 2 группы - ВПО контроллеров SIMATIC PCS7 МПСА и внешнее, устанавливаемое на персональный компьютер - ПО «SIMATIC PCS 7».

ВПО контроллера SIMATIC PCS7 МПСА устанавливается в энергонезависимую память контроллеров в производственном цикле на заводе - изготовителе. Текущие значения идентификационных признаков конкретного экземпляра контроллера устанавливается в процессе первичной поверки комплекса.

Программное обеспечение ПО «SIMATIC PCS 7» позволяет выполнять:

- настройку модулей и центрального процессора;
- конфигурирование систем промышленной связи на основе стандарта Ethernet;
- программирование логических задач контроллеров;
- обслуживать контроллер в процессе эксплуатации.

Идентификационные данные метрологически значимого ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные внешнего программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование программного обеспечения	ПО «SIMATIC PCS 7»
Идентификационное наименование ПО	Process Control System SIMATIC PCS 7
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже V8.2
Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	номер версии

ПО «SIMATIC PCS7 МПСА», предназначенное для управления работой модулей, и предоставление измерительной информации по стандартным протоколам, не влияет на метрологические характеристики средства измерений (метрологические характеристики комплекса нормированы с учетом ПО). Программная защита ПО и результатов измерений реализована на основе системы паролей и разграничения прав доступа. Механическая защита ПО основана на использовании встроенного механического замка на дверях шкафов, в которых монтируются компонента комплекса. Уровень защиты ПО «SIMATIC PCS7 МПСА» - «высокий» по Р 50.2.077-2014.

## Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 - Основные технические характеристики комплексов

Наименование характеристики	Значение
<b>Диапазоны измерения физических величин:</b>	
- избыточного давления, МПа	от 0 до 16
- разрежения, МПа	от 0 до 0,1
- перепада давления, МПа	от 0 до 14
- температуры, °С	от -100 до +200
- уровня, мм	от 0 до 23000
- сопротивления, Ом	от 30 до 180
- силы тока, мА	от 4 до 20
<b>Рабочие условия эксплуатации первичных измерительных преобразователей:</b>	
- температура окружающего воздуха, °С	от -60 до +60
- относительная влажность при температуре +30 °С, %	от 30 до 95 без конденсации влаги
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 107
<b>Рабочие условия эксплуатации промежуточных измерительных преобразователей и модулей ввода/вывода:</b>	
- температура окружающего воздуха, °С	от +5 до +40
- относительная влажность при температуре + 30 °С, %	от 40 до 80 без конденсации влаги
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 107
<b>Параметры электропитания от сети переменного тока:</b>	
- напряжение, В	от 187 до 264
- частота, Гц	50 ±0,4
Потребляемая мощность одного шкафа, В·А, не более	1500
Назначенный срок службы, лет	20
Масса одного шкафа, кг, не более	320
Габаритные размеры одного шкафа, мм, не более	2400x1600x1000
Максимальное количество ИК для одного шкафа	176

Таблица 4 - Основные метрологические характеристики входных измерительных каналов с учетом погрешности первичных преобразователей

Наименование характеристики	Пределы допускаемой приведенной погрешности, % от диапазона измерений	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, ед. изм.
- канал измерения избыточного давления нефти/нефтепродуктов, жидких сред вспомогательных систем (кроме давления газа)	±0,15	-
- канал измерения избыточного давления/разрежения газа	±0,6	-
- канал измерения перепада давления сред вспомогательных систем	±0,6	-
- канал измерения силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА	±0,15	-
- канал измерения уровня жидкости во вспомогательных емкостях	-	±15 мм
- канал измерения температуры нефти/нефтепродукта в трубопроводах	-	±0,75 °С
- канал измерения температуры других сред	-	±3 °С

Таблица 5 - Основные метрологические характеристики выходных измерительных каналов

Наименование характеристики	Пределы допускаемой приведенной погрешности, % от диапазона измерений
- канал цифро-аналогового преобразования силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА	±0,6

### Знак утверждения типа

наносится на табличку шкафа и на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс программно-технический	SIMATIC PCS7 МПСА ПТ	1 шт.
Комплект ЗИП	-	1 компл.
Методика поверки	НА.00.005-2017 МП	1 экз.
Комплект эксплуатационных документов	-	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу НА.00.005-2017 МП «ГСИ. Комплексы программно-технические SIMATIC PCS7 МПСА ПТ». Методика поверки», утвержденному ФБУ «ЦСМ Республики Башкортостан» 17 августа 2017 г.

Основные средства поверки:

калибратор многофункциональный АОIP CALYS 150R, измерение и воспроизведение силы постоянного тока (0-24) мА, погрешность ±(0,007 % от показаний + 0,8 мкА) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 48000-11);

магазин сопротивления Р4831, диапазон измерений от 0 до 100000 Ом, КТ 0,02, (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 6332-77).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

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

ТУ 4371-003-17717434-2014 Комплексы программно-технические SIMATIC PCS7 МПСА ПТ.  
Технические условия

### Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24

Телефон: (347) 279-88-99, 8-800-700-78-68

Факс: (347) 228-80-98, (347) 228-44-11

Web-сайт: <http://www.nefteavtomatika.ru>

**Испытательный центр**

ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Башкортостан» (ФБУ «ЦСМ Республики Башкортостан»)

450006, Республика Башкортостан, г. Уфа, бульвар Ибрагимов, 55/59

Телефон/факс: (347) 276-78-74

E-mail: [info@bashtest.ru](mailto:info@bashtest.ru)

Web-сайт: <http://www.bashtest.ru>

Аттестат аккредитации ФБУ «ЦСМ Республики Башкортостан» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311406 от 18.11.2015 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.