

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Комплексы программно-технические SIMATIC PCS7 МПСА НПС

#### Назначение средства измерений

Комплексы программно-технические SIMATIC PCS7 МПСА НПС (далее - комплексы) предназначены для измерения и контроля параметров технологических процессов и управления положением или состоянием исполнительных механизмов, путем измерения и генерации силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА и измерения электрического сопротивления от первичных измерительных преобразователей (ПИП).

#### Описание средства измерений

Принцип действия комплекса основан на приеме и преобразовании сигналов, поступающих от ПИП, с последующим вычислением, обработкой и архивированием значений параметров технологических процессов.

Комплексы обеспечивают выполнение следующих функций:

- прием электрических унифицированных сигналов от аналоговых, дискретных и интеллектуальных устройств, измерительных преобразователей и датчиков технологических параметров нижнего уровня комплекса автоматизации;
- взаимодействие с другими информационно-измерительными, управляющими и смежными системами и оборудованием объекта по проводным и волоконно-оптическим линиям связи (ВОЛС);
- автоматическое, дистанционное и ручное управление технологическим оборудованием и исполнительными механизмами;
- выявление отклонений технологического процесса от заданных режимов и аварийных ситуаций;
- реализация ПАЗ, ТЗиБ;
- управление световой и звуковой сигнализацией;
- отображение необходимой информации о ходе технологического процесса (ТП) и состоянии оборудования;
- формирование трендов заданных технологических параметров;
- архивирование заданных технологических параметров, событий и действий оперативно - диспетчерского персонала;
- защита от несанкционированного доступа (НСД);
- диагностика каналов связи и оборудования;
- автоматическое включение резервного оборудования;
- сохранение настроек при отказе и отключении электропитания.

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 компьютеров типа ПК для визуализации технологических параметров, выполнения расчетов, ведения протоколов и архивации данных.

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

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 шкафов приведен на рисунке 1.



механические замки

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 избыточного давления/разрежения воздуха	±0,4	-
ПИП перепада давления нефти/нефтепродуктов	±0,4	-
ПИП перепада давления сред вспомогательных систем	±0,4	-
ПИП силы тока, напряжения, мощности	±1,0	-
ПИП виброскорости	±10,0	-
ПИП загазованности воздуха парами нефти/нефтепродуктов, % НКПРП*	±5,0	-
ПИП измерения расхода нефти/нефтепродуктов	±0,5	-
ПИП осевого смещения ротора	-	±0,1 мм
ПИП измерения уровня нефти/нефтепродуктов в резервуаре РП	-	±3,0 мм
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

\* НКПРП - Нижний концентрационный предел распространения пламени

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 НПС» (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 устанавливаются 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
Диапазоны измерения физических величин:	
- 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
- расхода, м <sup>3</sup> /ч	от 0,1 до 20000
- уровня, мм	от 0 до 23000
- загазованности, % НКПРП	от 0 до 100
- виброскорости, мм/с	от 0 до 30
- осевого смещения ротора, мм	от 0 до 10
- силы тока, потребляемого нагрузкой (с учетом понижения токовым трансформатором), А	от 0 до 5
- напряжения нагрузки, В	от 0 до 12000
- сопротивления, Ом	от 30 до 180
- силы тока, мА	от 4 до 20
- мощность, Вт/ВА	от 0 до 40000000

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия эксплуатации первичных измерительных преобразователей:	
- 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
Рабочие условия эксплуатации промежуточных измерительных преобразователей и модулей ввода/вывода:	
- 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
Параметры электропитания от сети переменного тока:	
- 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	2400×1600×1000
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 нефти/нефтепродукта	±0,6	-
- канал измерения перепада давления сред вспомогательных систем	±0,6	-
- канал измерения силы тока, напряжения, мощности	±1,5	-
- канал измерения виброскорости	±15 %	-
- канал измерения загазованности воздуха парами нефти/нефтепродуктов, % НКПРП*	±7,5	-
- канал измерения расхода нефти/нефтепродуктов	±0,75	-
- канал измерения силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА	±0,15	-
- канал измерения осевого смещения ротора	-	±0,15 мм
- канал измерения уровня нефти/нефтепродукта в резервуаре резервуарного парка	-	±4,5 мм
- 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
* НКПРП - Нижний концентрационный предел распространения пламени		

Таблица 5 - Основные метрологические характеристики выходных измерительных каналов типа «4 - 20 мА униполярный»:

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

### 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 НПС	1 шт.
Комплект ЗИП (в соответствии с ТУ)	-	1 компл.
Методика поверки	НА.00.004-2017 МП	1 экз.
Комплект эксплуатационных документов	-	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу НА.00.004-2017 МП «ГСИ. Комплексы программно-технические SIMATIC PCS7 МПСА НПС». Методика поверки», утвержденному ФБУ «ЦСМ Республики Башкортостан» 17 августа 2017 г.

Основные средства поверки:

калибратор многофункциональный AOIP CALYS 150R, измерение и воспроизведение силы постоянного тока (0-24) мА, погрешность  $\pm(0,007\%$  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 НПС

ТУ 4217-001-17717434-2014 Комплексы программно-технические SIMATIC PCS7 МПСА НПС. 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 Ибрагимова, 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.