

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы программно-технические системы микропроцессорной автоматического регулирования давления нефтеперекачивающей станции «Спецэлектромеханика»

Назначение средства измерений

Комплексы программно-технические системы микропроцессорной автоматического регулирования давления нефтеперекачивающей станции «Спецэлектромеханика» (далее – комплексы) предназначены для измерений сигналов силы постоянного тока и электрического сопротивления постоянному току от первичных измерительных преобразователей, с последующим контролем параметров технологических процессов (таких как уровень, расход, температура, избыточное давление, давление-разрежение, перепад давления, дозврывоопасная концентрация компонентов, сила и напряжение электрического тока, виброскорость, осевое смещение, активная/полная электрическая мощность, электрическое сопротивление постоянному току), для управления положением или состоянием исполнительных механизмов и для формирования аналоговых сигналов регулирования параметров.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов основан на приеме и преобразовании сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей (далее - 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;
- 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;
- управление световой и звуковой сигнализацией;
- отображение необходимой информации о ходе технологического процесса (ТП) и состоянии оборудования;
- 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-компонентными изделиями, состав, виды и количество измерительных каналов (далее - ИК) определяется конкретным проектом.

В зависимости от исполнения, в состав комплексов входит следующее типовое оборудование:

- автоматизированное рабочее место оператора (далее - АРМ);
- шкаф управления (далее - ШУ);
- шкаф частотных преобразователей (далее - ШЧП).

Конструктивно комплексы представляют собой аппаратные шкафы с установленным на монтажных рейках электрооборудованием. Аппаратные шкафы расположены вне взрывоопасных зон промышленного объекта. Связь с оборудованием и ПИП, установленными во взрывоопасной зоне, осуществляется через искробезопасные цепи.

Комплексы включают два основных уровня иерархии.

Средний уровень включает в себя средства измерений, перечень которых представлен в таблице 1.

Таблица 1 - Компоненты среднего уровня

Наименование	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде
Системы управления модульные В&R X20	57232-14
Преобразователи измерительные IM, IMS, МК	49765-12
Преобразователи измерительные MACX;	68653-17
Преобразователи измерительные MACX MCR-SL	64832-16
Преобразователи измерительные MCR-FL	56372-14
Преобразователи измерительные входных и выходных унифицированных сигналов PI-EX	62041-15
Преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) К	22153-14
Преобразователи измерительные S, К, Н	65857-16
Преобразователи измерительные ввода-вывода АСТ20, MAS, MAZ, WAS, WAZ, WTS, WTZ	50677-12

Средний уровень обеспечивает:

- сбор информации от первичных измерительных преобразователей;
- фильтрацию, линейризацию и масштабирование входных аналоговых сигналов;
- автоматическое управление исполнительными механизмами системы регулирования давления, осуществляемое от двух независимых контуров регулирования, воздействующих на исполнительный механизм через общий блок селекции управляющих сигналов;
- пропорционально-интегрально-дифференциальный закон регулирования;
- автоматическое временное изменение давления на выходе нефтеперекачивающей станции (далее - НПС) при запуске магистрального агрегата и возврат к старому значению после завершения пуска;
- передачу информации на следующий уровень комплексов;
- передачу информации о состоянии объекта в систему телемеханики;
- прием и обработку информации от системы автоматизации НПС (прикрытие заслонок на время пуска агрегата).

Верхний уровень включает в себя автоматизированное рабочее место оператора и обеспечивает:

- прием информации о состоянии объектов;
- мониторинг технологического процесса;
- функцию электронного регистратора значений давлений на приеме НПС, в коллекторе, на выходе НПС и положения регулирующих заслонок;
- архивацию событий нижнего уровня и действий оператора НПС и диспетчера районного диспетчерского пункта (далее - РДП).

Измерительные каналы (ИК) комплексов в общем случае состоят из:

- первичных измерительных преобразователей утвержденного типа, метрологические характеристики которых приведены в таблице 2;
- промежуточных измерительных преобразователей, осуществляющих нормализацию сигналов и гальваническую развязку цепей, и аналоговых модулей ввода/вывода, производящих аналого-цифровые и цифро-аналоговые преобразования;
- АРМ оператора, предназначенного для визуализации технологического процесса, формирования отчетных документов и хранения архивов данных.

Метрологические характеристики первичных измерительных преобразователей приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Метрологические характеристики первичных измерительных преобразователей утвержденного типа (ПИП)

Назначение первичного измерительного преобразователя	Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений (γ) погрешности	Пределы допускаемой абсолютной (Δ) погрешности
ПИП избыточного давления нефти/нефтепродукта	$\gamma = \pm 0,1 \%$	-
ПИП избыточного давления жидких сред, за исключением нефти/нефтепродукта	$\gamma = \pm 0,2 \%$	-
ПИП избыточного давления/разрежения газа	$\gamma = \pm 0,4 \%$	-
ПИП перепада давления нефти/нефтепродуктов	$\gamma = \pm 0,4 \%$	-
ПИП перепада давления жидких сред вспомогательных систем	$\gamma = \pm 0,4 \%$	-
ПИП силы переменного/постоянного тока, напряжения переменного/постоянного тока, активной/полной электрической мощности	$\gamma = \pm 1,0 \%$	-
ПИП виброскорости	$\gamma = \pm 10 \%$	-
ПИП уровня загазованности атмосферы парами углеводородов, % НКППП*	$\gamma = \pm 5 \%$	-
ПИП измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью накладных ультразвуковых расходомеров, поверенных имитационным методом	$\gamma = \pm 1,0 \%$	-
ПИП измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью накладных ультразвуковых расходомеров, поверенных проливным методом	$\gamma = \pm 0,5 \%$	-
ПИП измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью врезных ультразвуковых расходомеров, поверенных имитационным методом	$\gamma = \pm 0,5 \%$	-
ПИП измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью врезных ультразвуковых расходомеров, поверенных проливным методом	$\gamma = \pm 0,3 \%$	-
ПИП измерения силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,1 \%$	-
ПИП осевого смещения ротора	-	$\Delta = \pm 0,1 \text{ мм}$
ПИП измерения уровня нефти/нефтепродуктов в резервуаре РП	-	$\Delta = \pm 3,0 \text{ мм}$
ПИП уровня жидкости во вспомогательных емкостях	-	$\Delta = \pm 10,0 \text{ мм}$
ПИП температуры нефти/нефтепродукта в трубопроводах	-	$\Delta = \pm 0,5 \text{ }^\circ\text{C}$

Продолжение таблицы 2

Назначение первичного измерительного преобразователя	Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений (γ) погрешности	Пределы допускаемой абсолютной погрешности
ПИП температуры стенки трубы накладной	-	$\Delta = \pm 1,0 \text{ } ^\circ\text{C}$
ПИП температуры других сред	-	$\Delta = \pm 2,0 \text{ } ^\circ\text{C}$
ПИП многоточечный температуры нефти/нефтепродукта в резервуаре	-	$\Delta = \pm 0,2 \text{ } ^\circ\text{C}$
* НКПРП - нижний концентрационный предел распространения пламени		

Пломбирование элементов комплексов не предусмотрено. Механическая защита от несанкционированного доступа к компонентам комплексов обеспечивается путем запираания встроенного замка шкафов, как показано на рисунке 1.

Общий вид шкафов комплексов показаны на рисунке 1.



Механические замки

Рисунок 1 – Общий вид шкафов комплексов

Программное обеспечение

Комплексы имеют встроенное программное обеспечение (далее - ПО) измерительных компонентов среднего уровня и внешнее ПО верхнего уровня, устанавливаемое на персональный компьютер.

Встроенное ПО устанавливается в энергонезависимую память компонентов среднего уровня в производственном цикле заводе-изготовителя.

Внешнее ПО позволяет выполнять настройку, конфигурирование, программирование и обслуживание в процессе эксплуатации компонентов среднего уровня.

Идентификационные данные программного обеспечения комплексов приведены в таблице 3.

Внешнее ПО, предназначенное для управления работой компонентов комплексов, и представление измерительной информации по стандартным протоколам, не влияет на

метрологические характеристики комплексов. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

Все метрологически значимые вычисления производятся в контроллере. АРМ оператора используется для отображения результатов измерений, задания уставок.

Программная защита ПО и результатов измерений реализована на основе системы паролей и разграничения прав доступа.

Таблица 3 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	APROL
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 4.0
Цифровой идентификатор ПО	-

Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 4 - 7.

Таблица 4 – Метрологические характеристики измерительных каналов комплексов с учетом погрешности ПИП

Наименование измерительного канала	Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений (γ) / абсолютной (Δ) погрешности
- канал измерения избыточного давления нефти/нефтепродуктов	$\pm 0,15$ % (γ)
- канал измерения избыточного давления жидких сред, за исключением нефти/нефтепродукта	$\pm 0,3$ % (γ)
- канал измерения избыточного давления/разрежения газа	$\pm 0,6$ % (γ)
- канал измерения перепада давления нефти/нефтепродукта	$\pm 0,6$ % (γ)
- канал измерения перепада давления жидких сред вспомогательных систем	$\pm 0,6$ % (γ)
- канал измерения силы переменного/постоянного тока, напряжения переменного тока, активной/полной электрической мощности	$\pm 1,5$ % (γ)
- канал измерения виброскорости	± 15 % (γ)
- канал измерения загазованности атмосферы парами углеводородов, % НКПП*	$\pm 7,5$ % (γ)
- канал измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью накладных ультразвуковых расходомеров, поверенных имитационным методом	$\pm 1,5$ % (γ)
- канал измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью накладных ультразвуковых расходомеров, поверенных проливным методом	$\pm 0,75$ % (γ)
- канал измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью врезных ультразвуковых расходомеров, поверенных имитационным методом	$\pm 0,75$ % (γ)
- канал измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью врезных ультразвуковых расходомеров, поверенных проливным методом	$\pm 0,45$ % (γ)

Продолжение таблицы 4

Наименование измерительного канала	Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений (γ) / абсолютной (Δ) погрешности
- канал измерения силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА	$\pm 0,15$ % (γ)
- канал измерения осевого смещения ротора	$\pm 0,15$ мм (Δ)
- канал измерения уровня нефти/нефтепродукта в резервуаре РП	$\pm 4,5$ мм (Δ)
- канал измерения уровня жидкости во вспомогательных емкостях	± 15 мм (Δ)
- канал измерения температуры нефти/нефтепродукта в трубопроводах	$\pm 0,75$ °С (Δ)
- канал измерения температуры стенки трубы накладной	$\pm 1,5$ °С (Δ)
- канал измерения температуры других сред	$\pm 3,0$ °С (Δ)
- канал измерения многоточечный температуры нефти/нефтепродукта в резервуаре	$\pm 0,3$ °С (Δ)
* НКПРП - нижний концентрационный предел распространения пламени	

Таблица 5 – Метрологические характеристики выходных измерительных каналов комплексов типа «4-20 мА униполярный»

Наименование измерительного канала	Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений (γ) погрешности
- канал цифро-аналогового преобразования силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА	$\pm 0,25$ % (γ)

Таблица 6 – Диапазоны измерений комплексов

Характеристика	Значение
Диапазоны измерений:	
- избыточного давления, МПа	от 0 до 16
- давления-разрежения, МПа	от 0 до 0,1
- перепада давления, МПа	от 0 до 14
- температуры, °С	от -100 до +200
- расхода, м ³ /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 переменного тока, потребляемого нагрузкой (с учетом понижения токовым трансформатором), А	от 0 до 5
- напряжения переменного тока нагрузки, В	от 0 до 12000
- электрического сопротивления постоянному току, Ом	от 30 до 180
- силы постоянного тока, мА	от 4 до 20 от 0 до 20
- активной/полной электрической мощности, Вт/В·А	от 0 до 40000000

Характеристика	Значение
* НКПРП - нижний концентрационный предел распространения пламени	
Таблица 7 – Технические характеристики комплексов	
Характеристика	Значение
Параметры питания от сети переменного тока: - напряжение переменного тока, В - для ШУ - для ШЧП - частота переменного тока, Гц	220±44 220±44; 380±76 50±1
Габаритные размеры одного шкафа, (высота×ширина×глубина), мм, не более	2400×1600×1000
Масса одного шкафа, кг, не более	350
Рабочие условия измерений: - для компонентов среднего уровня: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа - для ШУ и ШЧП: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %	от 0 до +40 от 30 до 90 от 84 до 107 от 0 до +40 от 30 до 80
Средняя наработка на отказ, ч	15000
Средний срок службы, лет	20

Знак утверждения типа

наносится на табличку шкафов комплексов и типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность комплексов

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс программно-технической системы микропроцессорной автоматического регулирования давления нефтеперекачивающей станции «Спецэлектромеханика»	-	1 шт.
Комплект ЗИП	-	1 шт.
Методика поверки	ИЦРМ-МП-055-19	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ЯКДГ.421457.XXX РЭ*	1 экз.
Паспорт	ЯКДГ.42XXXX.XXX ПС*	1 экз.
* - в соответствии с заказом.		

Поверка

осуществляется по документу ИЦРМ-МП-055-19 «Комплексы программно-технические системы микропроцессорной автоматического регулирования давления нефтеперекачивающей станции «Спецэлектромеханика». Методика поверки», утвержденному ООО «ИЦРМ» 04.03.2019 г.

Основное средство поверки:

- калибратор - измеритель унифицированных сигналов эталонный ИКСУ-260, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 35062-07.

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 системы микропроцессорной автоматического регулирования давления нефтеперекачивающей станции «Спецэлектромеханика»

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ 14014-91 Приборы и преобразователи измерительные цифровые напряжения, тока, сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ЯКДГ 421457.200ТУ Микропроцессорная система автоматического регулирования давления нефтеперекачивающей станции «Спецэлектромеханика». Технические условия

Изготовитель

Акционерное общество «Научно-производственное объединение «Спецэлектромеханика» (АО «НПО «Спецэлектромеханика»)
ИНН 7707520977
Адрес: 241028, Брянская область, г. Брянск, ул. Карачижская, д. 79
Телефон: (495) 783 29 80
Факс: (495) 783 29 81
Сайт: www.semgroup.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии»

Адрес: 117546, г. Москва, Харьковский проезд, д.2, этаж 2, пом. I, ком. 35,36

Телефон: +7 (495) 278-02-48

E-mail: info@ic-rm.ru

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.