

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы газоаналитические шахтные многофункциональные «Микон III»

Назначение средства измерений

Система газоаналитическая шахтная многофункциональная «Микон III» (далее - Система) предназначена для автоматического непрерывного измерения объемной доли метана, оксида углерода, диоксида углерода, водорода, оксида азота, диоксида азота, кислорода и довзрывоопасных концентраций метано-водородной смеси в воздухе, скорости воздушного потока в горных выработках, вентиляционных сооружениях и воздуховодах шахты и других промышленных объектов, массовой концентрации пыли в воздухе рабочей зоны (автоматический газовый контроль, далее - АГК), измерения значений виброскорости и зазоров частей агрегатов, абсолютного и дифференциального давления газовых смесей, абсолютного давления жидкости в технологических трубопроводах, температуры газовых смесей, жидкостей, частей агрегатов и горных пород и передачи измерительной информации на диспетчерский пункт, ее обработки, отображения и хранения.

Система обеспечивает защитное отключение электропитания шахтного оборудования и сигнализацию при достижении предельно допускаемых значений объемной доли метана и/или скорости воздуха, и/или массовой концентрации пыли, и/или при опасных состояниях вентиляционного оборудования и сооружений (автоматическую газовую защиту), сбор и обработку информации о состоянии (включено/выключено) технологического, вентиляционного, дегазационного и противопожарного оборудования, вентиляционных сооружений и оборудования энергоснабжения шахты и других промышленных объектов. Система осуществляет местное и централизованное диспетчерское ручное, автоматизированное и автоматическое управления основным и вспомогательным технологическим оборудованием, вентиляционным оборудованием и аппаратами энергоснабжения.

Описание средства измерений

Система является многоканальной стационарной автоматической измерительной системой непрерывного действия.

Система имеет следующую структуру технических средств:

1) полевой уровень – первичные измерительные преобразователи (датчики) - аналоговые датчики СДОУ 01 и СДТГ, микропроцессорные датчики ДМС 01, ДМС 03, ДМС 03Э, СДСВ 01, СДД 01, ИДИ, ДОУИ, ИЗСТ 01 с выходными сигналами (0,4-2,0) В, микропроцессорные датчики ДМС 03, СДСВ 01, ИВД-Х, ИДИ, ДТМ с цифровым кодированным выходным сигналом (цифровым интерфейсом);

2) контроллерный уровень - микропроцессорные подземные вычислительные устройства (далее - контроллеры) КУШ-ПЛК, КУШ-УМН (далее – КУШ), ПВУ VAL101Р (далее – ПВУ) и устройства сигнализирующие СУ-ХХ (далее – СУ) с цифровыми интерфейсами;

3) уровень передачи данных - микропроцессорные устройства системы передачи информации (далее – СПИН), повторители-барьеры искробезопасности ПБИ-485 (далее – ПБИ), наземные устройства связи НУППИ FED/P с барьером искробезопасности BX1Р (далее – НУППИ);

4) диспетчерский уровень - цифровые электронно-вычислительные машины (далее - ЦЭВМ), объединенные в локальную вычислительную сеть.

Работу устройств полевого, контроллерного и диспетчерского уровня обеспечивают источники питания ИП ZVB и ШИП (далее – ИП), блоки автоматического ввода резерва, трансформаторные и промежуточного реле (далее соответственно – БАВР, БТ и БПР), устройства бесперебойного питания и другие устройства.

Технические средства полевого уровня обеспечивают преобразование контролируемого параметра в информационный сигнал, поступающий на технические средства контроллерного уровня или уровня передачи информации. Технические средства контроллерного уровня обеспечивают преобразование сигналов, получаемых от аналоговых и дискретных датчиков в цифровой код, формирование и реализацию управляющих сигналов для сигнализирующих и исполнительных устройств, обмен данными по цифровому интерфейсу с устройствами диспетчерского уровня. В Системе используются цифровые интерфейсы, соответствующие следующим электрическим/логическим спецификациям: MicroLAN (1-Wire), BS6556/SAP; RS-485/SAP; RS-485/ModbusRTU, Ethernet (100/10TX, 100FX). Технические средства уровня передачи данных обеспечивают информационный обмен между техническими средствами диспетчерского, контроллерного и полевого уровней. Технические средства диспетчерского уровня обеспечивают сбор, обработку, хранение и отображение данных собираемых Системой и ввод команд телеконтроля.

В состав измерительных каналов (далее - ИК) Системы входят первичные измерительные преобразователи, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Измерительный канал (определяемый компонент)	Первичный измерительный преобразователь (датчик)	Номер по Госреестру СИ	Принцип измерений
Объемной доли метана (метан (CH_4))	ДМС 01	21073-06	термохимический, термокондуктометрический
	ДМС 03	45747-10	термохимический, термокондуктометрический
	ИДИ	28259-04	инфракрасный
Довзрывоопасной концентрации метано-водородной смеси	ДМС 03Э	45747-10	термохимический
Объемной доли токсичных газов, кислорода и водорода (оксид углерода (CO), водород (H_2), оксид азота (NO), диоксид азота (NO_2), кислород (O_2), диоксид углерода (CO_2))	СДТГ	37260-10	электрохимический
	СДОУ 01	46045-10	электрохимический
	ДОУИ	33551-06	электрохимический
	ИДИ	28259-04	инфракрасный
Скорости воздушного потока	СДСВ 01	22814-08	ультразвуковой
Массовой концентрация пыли	ИЗСТ-01	36151-07	оптический
Давления газа и жидкости	СДД 01	40834-09	тензометрический
Виброперемещения и зазора между торцом чувствительной части датчика и поверхностью контролируемого объекта	ИВД-2	36537-07	электромагнитный
Средних квадратических значений (СКЗ) виброскорости	ИВД-3	36585-07	емкостной
Температура	ДТМ	40782-09	полупроводниковый

В Системе используются ИК со следующими структурами:

1) датчик ДМС 01, ДМС 03, ИДИ, СДОУ 01, СДТГ, ДОУИ, СДСВ 01, ИЗСТ-01, СДД 01 с аналоговым выходом (0,4-2,0) В – ПВУ, СУ или КУШ-УМН – НУППИ FED/R или СПИН 000М0-ПИ01.21 – ЦЭВМ;

2) датчик СДОУ 01, СДТГ, ДОУИ, ДМС 01, ДМС 03, ДМС 03Э, СДСВ 01, СДД 01, ИДИ, ИЗСТ 01 с аналоговым выходом (0,4-2,0)В и ДТМ (MicroLAN) – КУШ-УМН – устройства СПИН – ЦЭВМ;

3) датчик ДМС 03, СДСВ 01, ИДИ и ИВД-Х с цифровым выходом (RS-485/ModbusRTU) – устройства СПИН – ЦЭВМ;

4) датчик СДОУ 01, СДТГ, ДОУИ, ДМС 01, ДМС 03, ДМС 03Э, СДСВ 01, СДД 01, ИДИ, ИЗСТ 01 с аналоговым выходом (0,4-2,0)В и ДТМ (MicroLAN) – КУШ-ПЛК – устройства СПИН – ЦЭВМ;

5) датчик ДМС 03, СДСВ 01, ИДИ и ИВД-Х с цифровым выходом (RS-485/ModbusRTU) – КУШ-ПЛК – устройства СПИН – ЦЭВМ.

Цифровые кодированные сигналы могут передаваться через различные системы передачи информации, в том числе осуществляющие преобразование интерфейсов и протоколов. Количество, состав и типы измерительных каналов Системы на конкретном горнотехнологическом объекте или промышленном предприятии определяется Техническим проектом.

Общий вид основных технических средств Системы «Микон III» показан на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид основных технических средств системы «Микон III»

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) Системы имеет следующую структуру (рисунок 2):

- 1) полевой уровень – встроенное ПО микропроцессорных ПИП;
- 2) контроллерный уровень – встроенное ПО КУШ, ПВУ и СУ;
- 3) уровень передачи информации – встроенное ПО устройств связи СПИН, НУППИ;
- 4) диспетчерский уровень – прикладное ПО «IngortechSCADA» и ПО OPC-сервера связи с Modbus-устройствами и CoDeSys-устройствами.

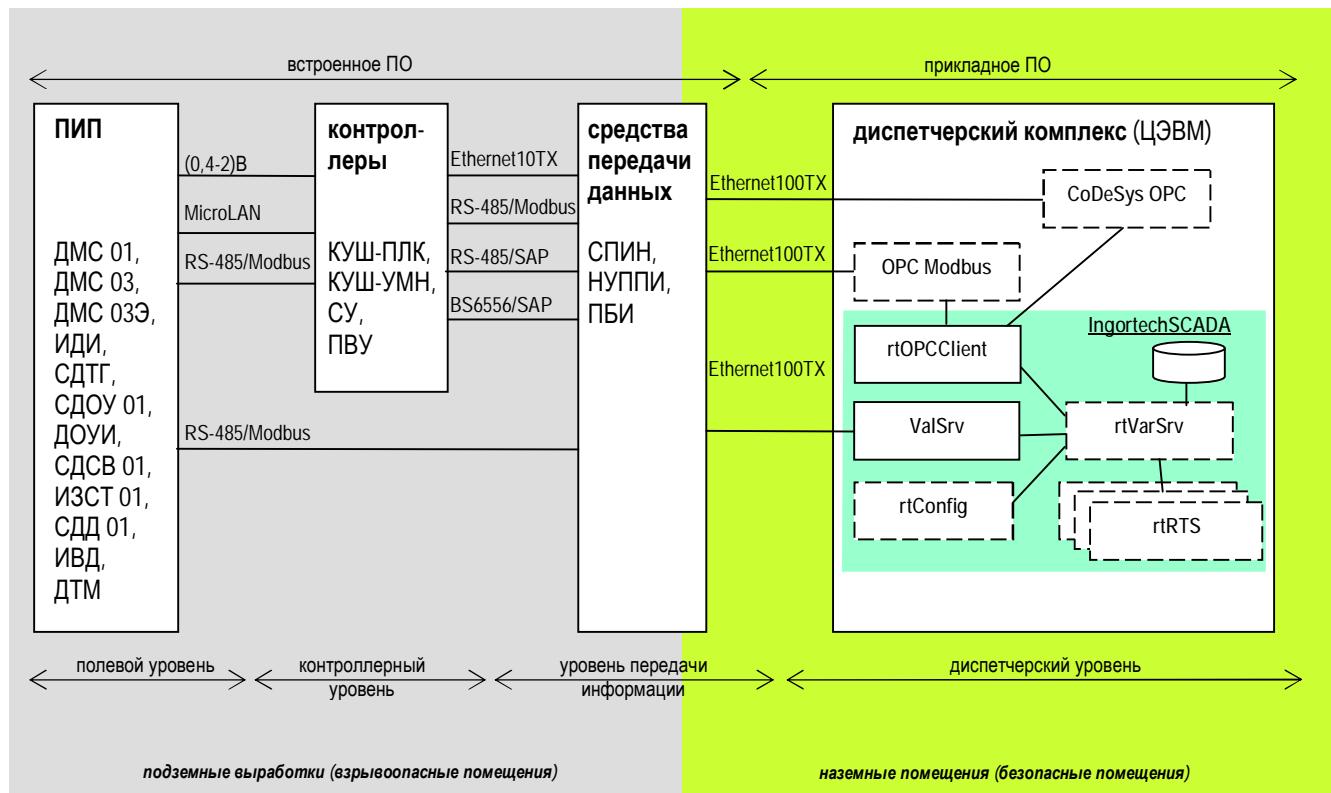


Рисунок 2 – Структура программного обеспечения системы «Микон III»

Встроенное ПО технических средств полевого (ДМС 01, ДМС 03, ДМС 03Э, СДСВ 01, СДД 01, ДОУИ, ИДИ, ИЗСТ 01, ИВД-Х, ДТМ), контроллерного (КУШ, СУ и ПВУ) уровня и уровня передачи данных (ПБИ, СПИН и НУППИ) специально разработано изготовителем соответствующих технических средств.

В ПО диспетчерского уровня входят:

- 1) ПО OPC-сервера связи с Modbus-устройствами (далее – OPC Modbus сервер);
- 2) ПО OPC-сервера связи с CoDeSys-устройствами (далее – CoDeSys OPC сервер);
- 3) ПО «IngortechSCADA», состоящее из ПО связи «rtOPCCClient» и «ValSrv», сервера данных «rtVarSrv», оператора «rtRTS», конфигурирования «rtConfig» и программных утилит.

Прикладное ПО OPC Modbus стороннего разработчика обеспечивает:

- а) обмен данными с КУШ-УМН, СУ и датчиками с цифровым интерфейсом RS-485/ModbusRTU;
- б) передачу от OPC Modbus серверов в ПО связи «rtOPCCClient» данных от КУШ-УМН, СУ и датчиков с интерфейсом RS-485/ModbusRTU без преобразований;
- в) передачу в ПО связи «rtOPCCClient» данных о параметрах внутреннего преобразования переменных в ПО OPC Modbus сервера.

ПО OPC Modbus сервера не является метрологически значимым.

В качестве ПО OPC Modbus сервера используется ПО «Lectus Modbus OPC/DDE сервер», которое может быть заменено аналогичным ПО, соответствующим требованиям документа «OPC Data Access Custom Interface Specification 2.05A».

Прикладное ПО «CoDeSys» стороннего разработчика (3S-Smart Software Solutions) обеспечивает:

а) обмен данными с КУШ-ПЛК;

б) передачу через OPC-интерфейс (с помощью CoDeSys OPC сервера) в ПО связи «rtOPCClient» данных, получаемых от КУШ-ПЛК, без преобразований.

ПО «CoDeSys» не имеет метрологически значимых частей.

Прикладное ПО связи «rtOPCClient» является специализированным, разработано ООО «ИНГОРТЕХ» и обеспечивает:

а) обмен данными с ПО сервера «rtVarSrv» через RTS-интерфейс - получение конфигурации и команд управления, передачу результатов измерения и контроля;

б) обмен данными с OPC Modbus и CoDeSys OPC серверами - получение значений контролируемых параметров и передачи команд управления технологическим оборудованием;

в) контроль отсутствия преобразований переменных в OPC Modbus сервере;

г) контроль целостности данных, получаемых от КУШ-ПЛК через CoDeSys OPC сервер;

д) преобразование данных от OPC Modbus и CoDeSys OPC серверов в результаты измерений с размерностями контролируемых параметров в соответствии с конфигурацией и определение характеристик, определяющих качество информации (статусов переменных).

ПО связи «rtOPCClient» использует метрологически значимую часть ПО – программный модуль «RTSertificate.dat».

Прикладное ПО связи «ValSrv» является специализированным, разработано ООО «ИНГОРТЕХ» и обеспечивает:

а) обмен данными с ПО сервера «rtVarSrv» через специальный защищенный программный интерфейс (разработан ООО «ИНГОРТЕХ», далее – RTS-интерфейс) - получение конфигурационных данных (конфигурации) и команд управления, передачу результатов измерения и контроля;

б) обмен данными с ПВУ через защищенный аппаратный интерфейс - получение результатов измерения и контроля и передача команд управления технологическим оборудованием;

в) преобразование данных от ПВУ в величины с размерностью контролируемых параметров в соответствии с конфигурацией и определение характеристик, определяющих качество информации (статусов переменных);

г) отображение результатов измерения и контроля на дисплее ЦЭВМ;

д) передачу данных через незащищенный интерфейс OPC сторонним потребителям через межсетевой экран.

ПО связи «ValSrv» использует метрологически значимые части ПО: программные модули «m_protocol.dll» и «RTSertificate.dat».

Прикладное ПО сервера «rtVarSrv» является специализированным, разработано ООО «ИНГОРТЕХ» и обеспечивает:

а) хранение конфигурации Системы (параметры преобразования данных, описание первичных измерительных и контролирующих преобразователей типов измерительных и контролирующих каналов, схемы отображения информации и сигнализации и т.п.) и обеспечение доступа ПО всех ЦЭВМ диспетчерского уровня к ней через RTS-интерфейс;

б) обмен данных через RTS-интерфейс с ПО связи «ValSrv» и «rtOPCClient» - получение результатов измерения и контроля и передачу команд управления технологическим оборудованием;

в) предоставление результатов измерений и контроля через RTS-интерфейс в ПО оператора «rtRTS» и получение от него команд управления технологическим оборудованием;

г) запись результатов измерений и контроля и команд управления в долговременную базу данных;

д) обеспечение доступа ПО всех ЦЭВМ диспетчерского уровня к результатам измерений и контроля в долговременной базе данных.

ПО сервера «rtVarSrv» не является метрологически значимым.

ПО оператора «rtRTS» является специализированным, разработано ООО «ИНГОРТЕХ» и обеспечивает:

а) обмен данными через RTS-интерфейс с ПО сервера данных «rtVarSrv» - получение конфигурации, текущих и архивных результатов измерения и контроля и передача команд управления технологическим оборудованием;

б) отображение на дисплее ЦЭВМ текущих и архивных результатов измерения и контроля с использованием конфигурации и формирование команд управления технологическим оборудованием.

ПО оператора «rtRTS» не является метрологически значимым.

ПО конфигурирования «rtConfig» является специализированным, разработано ООО «ИНГОРТЕХ» и обеспечивает:

а) создание и редактирование конфигурации Системы;

б) проверку соответствия сконфигурированных переменных фиксированной метрологически значимой части конфигурации.

ПО конфигурирования «rtConfig» не является метрологически значимым.

Остальные программные утилиты, входящие в состав ПО «IngortechSCADA», являются специализированными, разработаны ООО «ИНГОРТЕХ» и не являются метрологически значимыми. Данные, которые описывают типы измерительных каналов и используются для получения результатов измерения, содержатся в программном модуле «RTSertificate.dat». Данные, которые описывают протокол связи с ПВУ, содержатся в программном модуле «m_protocol.dll».

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2

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
IngortechSCADA	ValSrv	1.3.10.284	m_protocol.dll – B07A7A81 RTSertificate.dat – 02863E13	CRC32
IngortechSCADA	rtVarSrv	2.1.290911-11	RTSertificate.dat – 02863E13	CRC32
IngortechSCADA	rtOPCClient	2.1.290911-11	–	–
IngortechSCADA	rtConfig	2.1.290911-11	–	–
IngortechSCADA	rtRTS	2.1.290911-11	–	–
Lectus Modbus OPC/DDE сервер	ServOPC	3.9 Сборка 33	–	–
CoDeSys	CoDeSys-OPC	2.3.13.2	–	–
Примечания:				
1 Для программ «ValSrv», «rtVarSrv», «rtOPCClient», «rtConfig» и «rtRTS» номер версии записывается в виде X.Y.Z.W или X.Y.Z-W, где X.Y являются существенными, а Z и W описывают модификации, которые заключались в несущественных для основных технических характеристик изменениях и устранили незначительных программных дефектов.				
2 Для программы «ServOPC» (Lectus Modbus OPC/DDE сервера) существенным является только номер версии, номер и дата сборки отличаются несущественными для основных техни-				

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
ческих характеристик изменениями и исправлениями незначительных программных дефектов.				
3 Для программы «CoDeSysOPC» (CoDeSys OPC сервера номер) версии записывается в виде X.Y.Z.W или X.Y.Z-W, где X.Y являются существенными, а Z и W описывают модификации, существенным является только номер версии, номер модификации и дата сборки отличаются несущественными для основных технических характеристик изменениями и исправлениями незначительных программных дефектов.				

Защита встроенного ПО полевого и контроллерного уровня от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Уровень передачи данных является аппаратно защищенным, технические средства (КУШ, ПВУ, СУ, ПБИ, НУППИ и СПИН) и линии связи этого уровня не поддерживают подключение сторонних технических устройств. Защита встроенного ПО уровня передачи данных от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

ПО связи «ValSrv» использует метрологически значимую часть, которая содержит функции преобразования значений переменных для получения результатов измерения и оформлена в виде файлов «m_protocol.dll» и «RTSertificate.dat». Защита метрологически значимых данных и защита прикладного ПО связи «ValSrv» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010. ПО связи «rtOPCCClient» использует метрологически значимую часть, которая содержит функции преобразования значений переменных для получения результатов измерения и оформлена в виде файла «RTSertificate.dat». Защита метрологически значимых данных и прикладного ПО сервера «rtOPCCClient» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

1 Метрологические характеристики измерительных каналов Системы

1.1 Измерительный канал объемной доли метана и метано-водородной смеси

1.1.1 Диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности и время установления показаний по измерительному каналу объемной доли метана приведены в таблице 3.

Таблица 3

Первичный измерительный преобразователь (датчик)	Диапазон показаний содержания определяемого компонента	Диапазон измерений содержания определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности	T _{0,9} , с, не более 1)
ДМС 01-(0-5)	от 0 до 100 % (об.д.)	от 0 до 2,5 % (об.д.)	±0,2 % (об.д.)	20
ДМС 01-(0-100)	от 0 до 100 % (об.д.)	от 0 до 60 % (об.д.) св. 60 до 100 % (об.д.)	±5,0 % (об.д.) ±15 % (об.д.)	20
ДМС 03	от 0 до 100 % (об.д.)	от 0 до 2,5 % (об.д.) св. 5 до 100 % (об.д.)	±0,1 % (об.д.) ±3 % (об.д.)	10
ДМС 03Э	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 57 % НКПР	±5 % НКПР ²⁾	30
ИДИ-10	от 0 до 100 %	от 0 до 2,5 % (об.д.)	±0,2 % (об.д.)	30

Первичный измерительный преобразователь (датчик)	Диапазон показаний содержания определяемого компонента	Диапазон измерений содержания определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности	T _{0,9} , с, не более ¹⁾
(об.д.)				
		от 0 до 5 % (об.д.) св. 5 до 100 % (об.д.)	±0,5 % (об.д.) ±10 % отн.	30

Примечания:

¹⁾ – указано T_{0,9} первичного измерительного преобразователя без учета времени задержки канала передачи и отображения информации;

²⁾ – поверочным компонентом является метан.

1.1.2 Пределы допускаемой вариации показаний, в долях от пределов допускаемой основной погрешности 0,5.

1.1.3 Пределы допускаемой дополнительной погрешности, в долях от пределов допускаемой основной погрешности:

- при использовании в составе ИК датчика ДМС 01:
 - от изменения температуры на каждые 10 °C 1,0;
 - от изменения атмосферного давления в пределах рабочих условий эксплуатации 1,0;
 - от изменения относительной влажности анализируемой среды в пределах рабочих условий эксплуатации 1,0;
- при использовании в составе ИК датчика ДМС 03, ДМС 03Э:
 - от изменения температуры в пределах рабочих условий эксплуатации 2,0;
 - от изменения атмосферного давления в пределах рабочих условий эксплуатации 2,0;
 - от изменения относительной влажности анализируемой среды в пределах рабочих условий эксплуатации 2,0;
- при использовании в составе ИК датчика ИДИ-10:
 - от изменения температуры на каждые 10 °C 2,0;
 - от изменения атмосферного давления в пределах рабочих условий эксплуатации 2,0;
 - от изменения относительной влажности анализируемой среды в пределах рабочих условий эксплуатации 2,0.

1.1.4 Интервал времени непрерывной работы без корректировки показаний, сут, не более:

- для ДМС 01 30;
- для ДМС 03 30;
- для ДМС 03Э 5;
- для ИДИ-10 30.

1.1.5 Диапазон настройки порогов срабатывания сигнализации, объемная доля метана, % 0,5...2,0.

1.1.6 Пределы допускаемой погрешности срабатывания сигнализации:

- для измерительных каналов с датчиками ДМС03Э, % НКПР ± 0,3;
- для измерительных каналов с остальными датчиками, % (об.д.) ± 0,1.

1.1.7 Время срабатывания сигнализации не более, с 15

1.2 Измерительный канал объемной доли токсичных газов, водорода и диоксида углерода

1.2.1 Диапазоны измерений и пределы допускаемой основной погрешности по измерительному каналу объемной доли токсичных газов, водорода и диоксида углерода приведены в таблице 4.

Таблица 4

Первичный измерительный преобразователь (датчик)	Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности, объемная доля определяемого компонента	$T_{0,9}$, с, не более ¹⁾
СДТГ 01, СДОУ 01	Оксид углерода (CO)	от 0 до 200 млн^{-1}	от 0 до 50 млн^{-1}	$\pm(2+0,1\times C_{ex}) \text{ млн}^{-1}$	120
ДОУИ	Оксид углерода (CO)	от 0 до 200 млн^{-1}	от 0 до 50 млн^{-1}	$\pm(3+0,1\times C_{ex}) \text{ млн}^{-1}$	120
			от 0 до 200 млн^{-1}		
СДТГ 02	Водород (H_2)	от 0 до 999 млн^{-1}	от 0 до 50 млн^{-1}	$\pm(2+0,15\times C_{ex}) \text{ млн}^{-1}$	120
СДТГ 03	Водород (H_2)	от 0 до 1,0 % (об.д.)	от 0 до 0,5 % (об.д.)	$\pm 0,1\%$ (об.д.)	120
СДТГ 05	Оксид азота (NO)	от 0 до 100 млн^{-1}	от 0 до 10 млн^{-1}	$\pm(0,5+0,1\times C_{ex}) \text{ млн}^{-1}$	120
СДТГ 06	Диоксид азота (NO_2)	от 0 до 100 млн^{-1}	от 0 до 10 млн^{-1}	$\pm(0,2+0,05\times C_{ex}) \text{ млн}^{-1}$	120
СДТГ 11	Кислород (O_2)	от 0 до 25% (об.д.)	от 0 до 25% (об.д.)	$\pm(0,5+0,1\times C_{ex}) \%$ (об.д.)	120
ИДИ-20	Диоксид углерода (CO_2)	от 0 до 2 % (об.д.)	от 0 до 2 % (об.д.)	$\pm 0,2\%$ (об.д.)	30

Примечания:

¹⁾ – указано $T_{0,9}$ первичного измерительного преобразователя (далее – ПИП) без учета времени задержки канала передачи и отображения информации;

C_{ex} – объемная доля определяемого компонента на входе ПИП, млн^{-1} или %.

1.2.2 Пределы допускаемой вариации показаний, волях от пределов допускаемой основной погрешности 0,5.

1.2.3 Пределы допускаемой дополнительной погрешности, волях от пределов допускаемой основной погрешности:

- при использовании в составе ИК датчиков СДТГ:
 - от изменения температуры на каждые 10 °C 1,5;
 - от изменения относительной влажности анализируемой среды в пределах рабочих условий эксплуатации 0,5;
- при использовании в составе ИК датчика ИДИ-20:
 - от изменения температуры на каждые 10 °C 2,0;
 - от изменения атмосферного давления в пределах рабочих условий эксплуатации 2,0;
 - от изменения относительной влажности анализируемой среды в пределах рабочих условий эксплуатации 2,0.

1.2.4 Интервал времени непрерывной работы без корректировки показаний, сут, не более

- СДТГ 01, СДОУ 01, ДОУИ, ИДИ-20 60;
- СДТГ 02, СДТГ 03, СДТГ 05, СДТГ 06, СДТГ 11 30.

1.3 Измерительный канал скорости воздушного потока

1.3.1 Диапазоны измерений и пределы допускаемой основной погрешности по измерительному каналу скорости воздушного потока приведены в таблице 5.

Таблица 5

Первичный измерительный преобразователь (датчик)	Диапазон показаний, м/с	Диапазон измерений, м/с	Пределы допускаемой основной погрешности, м/с	$T_{0,9}$, с, не более ¹⁾
СДСВ 01	от минус 60 до плюс 60	от 0,1 до 0,6 от 0,6 до 30	$\pm 0,1$ $\pm(0,09+0,02\times V)$	20

Примечания:
¹⁾ – указано $T_{0,9}$ ПИП без учета времени задержки канала передачи и отображения информации;
 V – скорость воздушного потока, м/с.

1.3.2 Пределы допускаемой дополнительной погрешности, волях от пределов допускаемой основной погрешности:

- от изменения температуры в пределах рабочих условий эксплуатации 0,5;
- от изменения относительной влажности анализируемой среды в пределах рабочих условий эксплуатации 0,5.

1.4 Измерительный канал массовой концентрации пыли

1.4.1 Диапазоны измерений и пределы допускаемой основной погрешности по измерительному каналу массовой концентрации пыли приведены в таблице 6.

Таблица 6

Первичный измерительный преобразователь (датчик)	Диапазон показаний, $\text{мг}/\text{м}^3$	Диапазон измерений, $\text{мг}/\text{м}^3$	Пределы допускаемой основной погрешности
ИЗСТ-01	от 0 до 1500	от 0 до 100 св. 100 до 1500	$\pm 20\%$ прив. $\pm 20\%$ отн.

Примечание – метрологические характеристики по ИК массовой концентрации пыли нормированы по тестовому аэрозолю.

1.5 Измерительный канал давления

1.5.1 Диапазоны измерений и пределы допускаемой основной погрешности по измерительному каналу давления приведены в таблице 7.

Таблица 7

Первичный измерительный преобразователь (датчик)	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, %
СДД 01	а) разности давлений (встроенным тензомодулем), кПа от 0 до 5,89; от 0 до 40; от 0 до 100; от 0 до 500; от 0 до 1000; б) абсолютного давления: - встроенным тензомодулем, кПа от 53,2 до 114,4; от 60 до 2500; - внешним тензопреобразователем, МПа от 0 до 0,6; от 0 до 1;	± 2

Первичный измерительный преобразователь (датчик)	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, %
	от 0 до 2,5; от 0 до 6; от 0 до 10	
Примечание – абсолютное давление воды измеряется только датчиком с внешним тензопреобразователем.		

1.5.2 Вариация выходного сигнала, волях от основной приведенной погрешности 0,5.

1.5.3 Пределы дополнительных приведенных погрешностей, %:

- от изменения температуры окружающей и измеряемой сред на каждые 10 °C от температуры (20±5) °C ±1,0;
- от изменения относительной влажности окружающей и измеряемой сред в диапазоне от 0 до 100 % ±1,0;
- от изменения напряжения питания от номинального значения в диапазоне от 8 до 15 В ±1,0.

1.6 Измерительный канал виброперемещения и зазора

1.6.1 Диапазоны измерений и пределы допускаемой основной погрешности по измерительному каналу зазора приведены в таблице 8.

Таблица 8

Первичный измерительный преобразователь (датчик)	Диапазон измерений зазора (осевого сдвига), мм	Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %
ИВД-2	от 0,4 до 6,0	± 3

1.7 Измерительный канал СКЗ виброскорости

1.7.1 Диапазоны измерений и пределы допускаемой основной погрешности по измерительному каналу СКЗ виброскорости приведены в таблице 9.

Таблица 9

Первичный измерительный преобразователь (датчик)	Диапазон измерений виброскорости, мм/с	Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %
ИВД-3	от 0,8 до 70	± 6

1.8 Измерительный канал температуры

1.8.1 Диапазоны измерений и пределы допускаемой основной погрешности по измерительному каналу температуры приведены в таблице 10.

Таблица 10

Первичный измерительный преобразователь (датчик)	Диапазон показаний, °C	Диапазон измерений, °C	Пределы допускаемой основной погрешности, °C
ДТМ	от минус 55 до плюс 125	от минус 50 до плюс 125	± 1

1.9 Время прогрева технических средств измерительных каналов Системы должно быть не более:

- ДМС 01, ДМС 03 10 мин;
- ИДИ 30 мин;

- СДОУ 01	10 мин;
- ДОУИ	10 мин;
- СДТГ 01, СДТГ 02, СДТГ 03	10 мин;
- СДТГ 05, СДТГ 06, СДТГ 11	200 мин;
- СДСВ 01	1 мин;
- СДД 01	10 мин;
- ИВД-ХХ	1 мин;
- ДТМ	1 мин.

2 Характеристики индикаторных каналов Системы

Диапазоны показаний индикаторных каналов приведены в таблице 11, пределы допускаемой погрешности и времени установления для индикаторных каналов не нормируются

Таблица 11

Индикатор и выносные головки	Индицируемый показатель	Диапазон показаний
TX592*	Скорость воздушного потока	от 0,3 до 30 м/с
TX6273, TX6274	Температура	от 0 до 200 °C
TX6114, TX6141, TX6143 с выносными головками TX2071, TX2072, TX2075, TX625*	Давление	от 0 до 60 МПа
MIC6321, TX 6363, TX 6373, TX 6383	Содержание определяемых компонентов	метан: от 0 до 100 % (об.д.); диоксид углерода: от 0 до 2 % (об.д.); оксид углерода: от 0 до 500 млн ⁻¹ ; сероводород: от 0 до 50 млн ⁻¹ ; двуокись серы: от 0 до 20 млн ⁻¹ ; диоксид азота: от 0 до 20 млн ⁻¹ ; хлор: от 0 до 10 млн ⁻¹ ; кислород: от 0 до 25 % (об.д.); оксид азота: от 0 до 100 млн ⁻¹ ; водород: от 0 до 1000 млн ⁻¹ ;

3 Характеристика структуры системы

Таблица 12 - Характеристики структуры системы

Наименование устройства	Ед. изм.	Кол-во
Количество линий связи Ethernet 10/100TX	шт.	не ограничено
Количество линий связи стандарта BS6556	шт.	не ограничено
Количество линий связи стандарта RS-485	шт.	не ограничено
Количество КУШ-ПЛК на линии связи стандарта EthernetTX	шт.	1
Количество ПВУ на линии связи стандарта BS6556	шт.	14
Количество КУШ-УМН и СУ на линии связи стандарта RS-485	шт.	247
Количество датчиков с интерфейсом RS-485/ModbusRTU на линии связи стандарта RS-485	шт.	247
Количество аналоговых датчиков	шт.	не ограничено
Количество дискретных датчиков типа «сухой контакт»	шт.	не ограничено
Количество релейных выходов	шт.	не ограничено
Количество наземных устройств связи, не менее	шт.	1
Количество ЦЭВМ в локальной сети, не менее	шт.	2

Наименование устройства	Ед. изм.	Кол-во
Примечания.		
1 Количество устройств системы передачи информации и АРМ не ограничено. В составе системы должны быть основной и резервный серверы и АРМ инженера-оператора системы автоматического газового контроля.		
2 В качестве наземных устройств связи используются НУППИ с барьером искробезопасности и коммутаторы и преобразователи интерфейса СПИН.		

4 Характеристики входных сигналов системы

Таблица 13 - Характеристики входных сигналов

Тип	Ед. изм.	Диапазон
Напряжение	В	0,4-2,0
Ток (с шунтом 100±0,5 Ом)	мА	4-20 (0-20)
Ток (с шунтом 400±2 Ом)	мА	1-5 (0-5)
Частота	Гц	0-120

Примечания.

1 Стандартным аналоговым входным сигналом является напряжение постоянного тока в диапазоне (0,4-2,0) В. Для использования токовых сигналов необходимо применять шунты (100 Ом для сигнала (4-20) мА и 400 Ом для сигнала (0-5) мА), падение напряжение на которых используется как стандартный сигнал напряжения (0-2) В.

2 В измерительных каналах используется сигналы напряжения в диапазоне (0,4-2,0) В.

3 В качестве источников дискретных сигналов используются контакты без электрических потенциалов («сухие» контакты).

4 Для ввода частотных сигналов (напряжение до 30 В) с диапазонами 0-1,25; 0-2,5; 0-5; 0-10; 0-20; 0-40; 0-80; 0-120 Гц используются многоканальные преобразователи «частота-напряжение», на выходе которых формируется сигнал (0,4-2,0) В.

5 Характеристики релейных выходов системы

Таблица 14 - Характеристики релейных выходов

Характеристика	Ед. изм.	Значение
ПВУ, ДМС 03 / СУ, СДСВ 01 / КУШ		
Максимальное коммутируемое напряжение	В	60 / 400 / 200
Максимальный коммутируемый ток	А	1 / 0,13 / 0,12
Максимальная коммутируемая мощность	Вт	3 / 0,55 / 2
БПР		
Максимальное коммутируемое напряжение	В	660
Максимальный коммутируемый ток	А	5
Максимальная коммутируемая мощность	Вт	130
Примечание – Релейные выходы КУШ, ПВУ и СУ используются только для воздействия на искробезопасные цепи управления аппаратами электроснабжения и технологическим оборудованием. Релейные выходы блоков промежуточного реле БПР используются для воздействия на неискробезопасные цепи управления аппаратами электроснабжения		

6 Характеристики электрического питания системы

Таблица 15 - Электрическое питание системы

Характеристика	Ед. изм.	Значение
Напряжение питания / ток потребления ПИП	В / мА	7-15 / 5-250
Напряжение питания / ток потребления контроллеров	В / мА	9-13,5 / 100-500
Напряжение питания / ток потребления устройств СПИН	В / мА	10-13,5 / 100-500
Напряжение питания ИП подземной части Системы, не более	В	~ 36 / ~ 127 / ~ 380 / ~ 660
Напряжение питания элементов наземной части Системы	В	~ 220
Отклонения питающего напряжения от номинального значения	% от Uном	от -15 до +10
Длительность питания от аккумуляторных батарей элементов подземной части Системы, не менее	ч	16
Длительность питания от аккумуляторных батарей элементов наземной части Системы, не менее	мин	10
Расстояние между ИП и ПИП, не более	км	5
Диаметр линий питания, не менее	мм	0,4
Примечание.		
1 Длительность питания от аккумуляторных батарей элементов подземной части Системы зависит от тока нагрузки.		
2 Расстояние между источниками питания и датчиками зависит от тока нагрузки.		

7 Характеристики линий связи системы

Таблица 16 - Характеристики линий контроля, управления и связи

Характеристика	Ед. изм.	Значение
Скорость передачи данных между подземными и наземными вычислительными устройствами:		
- через интерфейс BS6556/SAP, RS-485/SAP	Бод	600
- через интерфейс RS-485/ModbusRTU	Бод	300-19200
- через низкоскоростные каналы связи СПИН	КБод	0,6-10000
- через высокоскоростные каналы связи СПИН	МБод	0,5-100
Максимальное расстояние от ПИП с аналоговым выходом до контроллеров	км	3
Максимальная длина линий связи между подземными и наземными вычислительными устройствами:		
- через интерфейс BS6556	км	16
- через интерфейс RS-485	км	без ограничения
- через низкоскоростные каналы связи СПИН	км	без ограничения
- через высокоскоростные каналы связи СПИН	км	без ограничения
Максимальное расстояние между контроллерами и исполнительными устройствами	км	1
Максимальное расстояние между контроллером и БПР	км	10
Максимальное расстояние между БПР и управляемой аппаратурой электроснабжения	м	10
Диаметр проводника линий связи, мм, не менее	мм	0,4

8 Степень защиты элементов системы

Таблица 17 - Степень защиты по ГОСТ 14254

Элементы системы	Код IP
Элементы подземной части системы	от IP54 до IP65
Элементы наземной части системы	от IP20 до IP44

9 Уровень и вид взрывозащиты элементов системы

Таблица 18 - Уровень и вид взрывозащиты по ГОСТ Р 51330.0, ГОСТ 22782.3

Наименование устройства	Уровень и вид взрывозащиты
Система передачи информации СПИН: - подземный узел связи СПИН 100О1-КУ**.11 - наземный узел связи СПИН 002М*-КН**.21 - наземный преобразователь интерфейса СПИН 000МО-ПИ01.21 - наземный преобразователь интерфейса СПИН 000МО-ПИ02.21 - источник питания СПИН 00000-ИП01.21 - подземный узел связи СПИН 002М*-КН**.11 - подземный преобразователь интерфейса СПИН 000МО-ПИ01.11 - подземный преобразователь интерфейса СПИН 000МО-ПИ02.11 - модуль преобразователя интерфейса СПИН 000МО-ПИ01.11 - модуль преобразователя интерфейса СПИН 000МО-ПИ02.11	PO ExsiaI X [Exia]I X [Exia]I X [Exsia]I X [Exia]I X PO ExiaI X PO ExsiaI X PO ExiaI X [Exia]I U [Exsia]I U
Контроллер универсальный шахтный КУШ: - КУШ-ПЛК.UWYZ, КУШ-УМН.UWYZ - КУШ-УМН/MU-XX.YW.01 (MU-XX.YW.01), КУШ-УМН/MU-XX.YW.02 (MU-XX.YW.02) - КУШ-УМН/MU-XX.YW.03 (MU-XX.YW.03), КУШ-УМН/MU-XX.YW.03 (MU-XX.YW.03)	PO ExiaI X PO ExiaI X ExiaIU
Подземное вычислительное устройство ПВУ VAL101Р	PO ExiaI
Устройство сигнализирующее СУ-ХХ	PO ExiaI
Датчик метана стационарный ДМС 01	PO ExiasI
Датчики горючих газов стационарные: - ДМС 03 - ДМС 03Э	PO ExiasI X PO ExiasI X / 1ExiadsIIBT4/H2 X
Датчик токсичных газов стационарный СДТГ	PO ExiaI X
Стационарный датчик оксида углерода СДОУ 01	PO ExiaI
Датчик оксида углерода искробезопасный ДОУИ	PO ExiaI
Датчики искробезопасные инфракрасные типа ИДИ	PO ExiaI
Измеритель скорости движении воздуха СДСВ 01	PO ExiaI
Измеритель запыленности стационарный ИЗСТ-01	PO ExiaI
Датчик давления стационарный СДД 01	PO ExiaI
Датчик температуры ДТМ	PO ExiaI X
Датчик вибрации ИВД-Х	PO ExiaI X
Датчик скорости воздушного потока TX592*	PO ExiaI
Датчики концентраций газов и выносные чувствительные	

Наименование устройства	Уровень и вид взрывозащиты
головки типов: - TX 6363, TX 6373, TX 6363.84, TX 6373.84; - TX6383, TX6383.84	PO ExiaI PO ExiasI /0ExiasII(H2)X
Датчики давления TX6114, TX6141, TX6143	PO ExiaI
Датчики температуры TX6273, TX6274 и выносные чувствительные головки TX2071, TX2072, TX2075, TX625*	PO ExiaI
Устройство звуковой / визуальной сигнализации TX6831	PO ExiaI
Шахтный источник питания ШИП: - ШИП-С.К.С. YY/VV(+yy/vv): - YY = 01...03 - YY = 03...12 - ШИП-А.к.с.yy/vv: - YY = 01...03 - YY = 03...12 - ШИП-А.к.с.yy/vv-M: - YY = 01...03 - YY = 03...12 - ШИП-У.К.С. YY/VV+k.s.yy/vv	PB Exds[ia]I X / 1Exds[ia]IIB T4/H2 X PB Exds[ia]I X PO Exs[ia]I X / 0Exs[ia]IIB T4/H2 X PO Exs[ia]I X [Exsia]IU / [Exsia]IIB T4/H2 U [Exsia]IU PB Exds[ia]I X / PO Exds[ia]I X
Источник питания ИП ZVB	PB Exds[ia]I/ PO Exs[ia]I
Блоки трансформаторные БТ-1, БТ-3, БТ-6	PB ExdsI
Блок автоматического ввода резерва БАВР	PB Exds[ia]I
Блок промежуточного реле БПР	PB Exds[ia]I
Наземное устройство приема и передачи информации НУППИ FED/P с барьером искробезопасности БИБ BX1P	[Exia]I
Повторитель-барьер искробезопасности: - ПБИ-485.01.** - ПБИ-485.02.**	PO ExiaI X [Exia]I X
Ящик монтажный ЯСУ-XX.Y.ZZ	PO ExiaI
Устройство сопряжения с телеметрической системой «Метан» УСТС «Метан»	[Exia]I

10 Габаритные размеры и масса

Таблица 19 – Габаритные размеры и масса

Наименование	Масса, кг, не более	Габаритные размеры, мм, не более		
		Высота	Ширина	Глубина
Устройства СПИН: - подземный узел связи СПИН 100О1-КУ**.11 - наземный узел связи СПИН 002М*-КН**.21 - наземный преобразователь интерфейса СПИН 000МО-ПИ0*.21 - наземный источник питания СПИН 00000-ИП01.21 - подземный узел связи СПИН 002М*-КН**.11 - подземный преобразователь интерфейса СПИН 000МО-ПИ0*.11 - муфта оптическая СПИН 100О0-МО0*.11	13 11 14 11 5 8 10	450 550 550 250 450 450 450	450 350 350 350 450 450 450	250 250 250 250 250 250 250
Контроллер универсальный шахтный КУШ-ПЛК, КУШ-УМН	16	450	650	250

Наименование	Мас- са, кг, не более	Габаритные размеры, мм, не более		
		Высота	Ширина	Глубина
Подземное вычислительное устройство ПВУ VAL 101Р	20	400	600	215
Устройство сигнализирующее СУ-ХХ	3	250	250	250
Датчик метана стационарный ДМС 01	2,6	320	165	86
Датчики горючих газов стационарные ДМС 03, ДМС 03Э	3,0	310	140	88
Стационарный датчик оксида углерода СДОУ 01	2,6	400	200	150
Датчик токсичных газов стационарный СДТГ	2,6	400	200	150
Датчик оксида углерода искробезопасный ДОУИ	0,8	150	125	65
Датчики искробезопасные инфракрасные ИДИ:				
- электронный блок	0,6	150	100	60
- измерительная головка	0,2	90	40	35
Стационарный датчик скорости движении воздуха СДСВ 01	2,6	320	170	86
Измеритель запыленности стационарный ИЗСТ-01	1,5	250	210	75
Датчик давления стационарный СДД 01	2,7	374	175	90
Датчик температуры ДТМ	0,3	160	30	20
Датчик вибрации ИВД-2	0,4	52 (ø) M12	76 54-151	- -
- корпус				
- гильза				
Датчик вибрации ИВД-3	0,2	55	50	52
Датчик скорости воздушного потока TX 592*	1,0	344	87	65
Датчики давления TX6141	1	110	180	170
Датчики концентраций газов и выносные чувствительные головки типов TX6363, TX6373, TX6383	0,45	110	248	63
Датчик температуры TX6273	0,5	110	200	63
Устройство звуковой / визуальной сигнализации TX6831	0,1	100	60	50
Шахтный источник питания:				
- ШИП-С.К.С. YY/VV(+yy/vv)	12	250	450	250
- ШИП-А.к.с.yy/vv(-M)	12	250	350	250
- ШИП-У.К.С. YY/VV+k.с.yy/vv	20	350	450	250
Источник питания ИП ZVB	16	515	210	110
Блоки трансформаторные БТ-1, БТ-3, БТ-6	25	450	600	150
Блок автоматического ввода резерва БАВР	20	300	600	150
Блок промежуточного реле БПР	25	600	450	120
Наземное модемное устройство НУППИ FED/P	10	486	286	350
Барьер искробезопасности НУППИ BX1Р	15	400	400	200
Повторитель-барьер искробезопасности ПБИ-485	8	400	400	200
Ящик монтажный ЯСУ-ХХ.Y.ZZ	12	500	500	220
Устройство сопряжения с телеметрической системой «Метан»	16	483	266	244

11 Потребляемая электрическая мощность

Таблица 20 – Потребляемая мощность искробезопасного электрооборудования, размещаемого в подземных выработках (не более)

Элемент	Ед. изм.	Значение
Подземный узел связи СПИН XXXYZ-KHSW.11.1	Вт	6
Подземный узел связи СПИН XXXYZ-KYSW.11.1	Вт	6
Подземный преобразователь интерфейса СПИН XXXYZ-PISW.11.1	Вт	6
Контроллер универсальный шахтный КУШ	Вт	6
Подземное вычислительное устройство ПВУ VAL 101Р	Вт	2,4
Устройство сигнализирующее СУ-ХХ	мВт	3000
Датчик метана стационарный ДМС 01	мВт	200
Датчики горючих газов стационарные ДМС 03, ДМС 03Э	мВт	300
Датчики искробезопасные инфракрасные ИДИ	мВт	300
Датчик токсичных газов стационарный СДТГ	мВт	250
Стационарный датчик оксида углерода СДОУ 01	мВт	250
Датчик оксида углерода искробезопасный ДОУИ	мВт	100
Стационарный датчик скорости движении воздуха СДСВ 01	мВт	600
Измеритель запыленности стационарный ИЗСТ-01	мВт	3000
Датчик давления стационарный СДД 01	мВт	120
Датчик температуры ДТМ	мВт	7,5
Датчик вибрации ИВД-Х	ВА	0,18
Датчик скорости воздушного потока ТХ 592*	мВт	600
Датчики давления ТХ6114, ТХ6141, ТХ6143	мВт	20
Датчики концентраций газов и выносные чувствительные головки типов ТХ6363, ТХ6373, ТХ6383	мВт	600
Датчик температуры ТХ6273	мВт	10
Устройство звуковой / визуальной сигнализации ТХ6831	мВт	75
Повторитель-барьер искробезопасности ПБИ-485	мВт	600
Наземное устройство приема и передачи информации НУППИ FED/P с барьером искробезопасности БИБ ВХ1Р	Вт	40

12 Характеристики надежности

Таблица 21 - Характеристики надежности элементов системы

Наименование элемента	Наработка на отказ, ч	Средний срок службы, лет
Устройства СПИН	10000	5
Контроллер универсальный шахтный КУШ	10000	5
Подземное вычислительное устройство ПВУ VAL 101Р	20000	5
Устройство сигнализирующее СУ-ХХ	15000	5
Датчик метана стационарный ДМС 01	10000	5 (1 год для чувствительных элементов)
Датчики горючих газов стационарные ДМС 03, ДМС 03Э	10000	6 (1 год для чувствительных элементов)
Датчики искробезопасные инфракрасные ИДИ	10000	5
Стационарный датчик оксида углерода СДОУ 01	15000	5 (2 года для чувствительных элементов)
Датчик токсичных газов стационарный СДТГ	15000	

Наименование элемента	Наработка на отказ, ч	Средний срок службы, лет
Датчик оксида углерода искробезопасный ДОУИ	10000	ментов)
Стационарный датчик скорости движения воздуха СДСВ 01	10000	5
Измеритель запыленности стационарный ИЗСТ-01	10000	5
Датчик давления стационарный СДД 01	10000	5
Датчик температуры ДТМ	10000	5
Датчик вибрации ИВД-х	15000	5
Датчик скорости воздушного потока TX 592*	10000	5
Датчики давления TX6114, TX6141, TX6143	10000	5
Датчики концентраций газов и выносные чувствительные головки типов TX6363, TX6373, TX6383	10000	5 (1 год для чувствительных элементов)
Датчик температуры TX6273	10000	5
Устройство звуковой / визуальной сигнализации TX6831	10000	5
Шахтный источник питания ШИП	20000	5 (3 года для аккумуляторных батарей)
Источник питания ИП ZVB	20000	
Блоки трансформаторные БТ-1, БТ-3, БТ-6	20000	5
Блок автоматического ввода резерва БАВР	20000	5
Блок промежуточного реле БПР	20000	5
Повторитель-барьер искробезопасности ПБИ-485	5000	5
Ящик монтажный ЯСУ-XX.Y.ZZ	10000	5
Наземное устройство приема и передачи информации НУППИ FED/P с барьером искробезопасности БИБ BX1Р	20000	5

13 Рабочие условия эксплуатации

Таблица 22

Характеристика	Значение
Для технических устройств, располагаемых в подземных выработках	
Диапазон температуры, °C	от 5 до 35
Диапазон относительной влажности атмосферного воздуха, % (с конденсацией влаги)	от 0 до 100
Диапазон атмосферного давления, кПа	от 87,8 до 119,7
Для технических устройств, располагаемых вне подземных выработок	
Диапазон температуры, °C	от 10 до 40
Диапазон относительной влажности атмосферного воздуха, %	от 30 до 70
Диапазон атмосферного давления, кПа	от 87,8 до 119,7

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульный лист Руководства по эксплуатации и на составные части системы.

Комплектность средства измерений

Типовой комплект технических средств системы включает в себя устройства, перечисленные в таблице 23.

Таблица 23 - Спецификация технических средств системы

Наименование устройства	Тип	Количество, шт. или экз., не менее
Подземная часть Системы		
Подземные узлы связи	СПИН XXXYZ-KHSW.11, СПИН XXXYZ-KYSW.11	Определяется Техническим проектом
Подземный преобразователь интерфейса	СПИН XXXYZ-ПИSW.11	
Контроллер универсальный шахтный: - программируемый логический контроллер; - модули удаленного ввода-вывода	КУШ-ПЛК КУШ-УМН	
Подземное вычислительное устройство	ПВУ VAL101Р	
Повторитель-барьер искробезопасности	ПБИ-485.01.**	
Шахтный источник питания	ШИП-С, ШИП-А, ШИП-У	
Источник питания	ИП ZVB	
Блок промежуточного реле	БПР	
Блок автоматического ввода резерва	БАВР	
Блок трансформаторный	БТ-Х	
Датчик метана	ДМС 01 и/или ДМС 03, и/или ИДИ-10	
Датчик скорости воздушного потока	СДСВ 01	
Датчик оксида углерода	СДТГ 01 и/или СДОУ 01, и/или ДОУИ	
Датчик диоксида углерода	ИДИ-20	
Измеритель запыленности	ИЗСТ-01	
Датчик водорода	СДТГ 02 и/или СДТГ 03	
Датчик оксида азота	СДТГ 05	
Датчик диоксида азота	СДТГ 06	
Датчик кислорода	СДТГ 11	
Датчик горючих газов	ДМС 03Э	
Датчик вибрации	ИВД-Х	
Датчик давления стационарный	СДД 01	
Датчик температуры	ДТМ	
Датчик скорости воздушного потока	TX 592*	
Датчики давления	TX6114, TX6141, TX6143	
Датчик температуры	TX6273	
Датчики концентраций газов и выносные чувствительные головки типов	TX6363, TX6373, TX6383	
Устройство сигнализирующее	СУ-XX	
Устройство звуковой / визуальной сигнализации	TX6831	
Ящик монтажный	ЯСУ-XX.Y.ZZ	
Внешние устройства, подсоединяемые к ПВУ: 1) устройство сигнализации (УС); 2) исполнительное устройство (ИУ)	Определяется Техническим проектом	
Наземная часть Системы		
Шкаф для монтажа наземных элементов	Определяется Техническим проектом	Определяется Техническим проектом

Наименование устройства	Тип	Количество, шт. или экз., не менее
ЦЭВМ (центральный сервер основной и резервный)	Определяется Техническим проектом	2
ЦЭВМ (рабочее место оператора)		2
Устройство бесперебойного питания		3
Наземный узел связи	СПИН XXXYZ-KHWW.21, СПИН XXXYZ-KUWW.21	Определяется Техническим проектом
Наземный преобразователь интерфейса		
Наземный источник питания		
Медиаконвертер		
Наземное устройство приема /передачи информации (НУППИ) с барьером искробезопасности (БИБ)		
Повторитель-барьер искробезопасности		
Внешние устройства, подсоединяемые к ЦЭВМ вне взрывоопасной зоны: - устройства сопряжения с телеметрическими системами «Метан» и другие; - Ethernet-коммутатор	УСТСМ Определяется Техническим проектом	Определяется Техническим проектом
Дополнительные технические средства наземной части Системы		
Программатор микросхем ПЗУ	Определяется Техническим проектом	Определяется Техническим проектом
Стиратель микросхем ПЗУ		
Микросхемы ПЗУ		
Системное программное обеспечение		
Операционная системы	Определяется Техническим проектом	Определяется Техническим проектом
Система управления базами данных		
Утилиты и службы		
Программное обеспечение «IngortechSCADA»:		
- ПО сервера	rtVarSrv	1
- ПО связи с ПВУ	ValSrv	1
- ПО связи с OPC Modbus сервером	rtOPCClient	1
- служебное и вспомогательное ПО	комплект	1
- системы управления базой данных	Определяется Техническим проектом	Определяется Техническим проектом
- ПО конфигурирования	rtConfig	1
- ПО оператора	rtRTS	1
ПО связи с ModbusRTU-устройствами (OPC Modbus сервер)	Lectus Modbus OPC/DDE сервер (или функциональный аналог)	1
Комплекс прикладного программирования КУШ	CoDeSys	1
Комплекс прикладного программирования ПВУ	VPP	1
Документация		
Руководство по эксплуатации	ИГТ.0710000.100.00 РЭ	1
Альбом схем электрических		1
Методика проведения измерений		1

Наименование устройства	Тип	Количество, шт. или экз., не менее
Программное обеспечение сервера. Руководство администратора	ИГТ.091000.000.00 РА	1
Система программирования ПВУ VPP. Руководство программиста	РП 4217-001-44645436-98-VPP	1
Руководство пользователя по программированию ПЛК в CoDeSys 2.3	Редакция RU 2.7, для CoDeSys V2.3.9	1
CoDeSys OPC-Server V2.0. Установка и использование	Версия 1.8	1
Информационное обеспечение	ИО 3148.00.000.000	1
Оболочка оператора. Руководство пользователя	ОО 3148.04.000.000 РП	1
Редактор мнемосхем. Руководство пользователя	ДИЗ 3148.03.000.000 РП	1
Установка и конфигурирование программного обеспечения. Руководство администратора	УСТН 4217.01.000.000 РА	1
Конфигуратор системы. Руководство пользователя	КНФГ 3148.02.000.000 РП	1
Планировщик отчетов. Руководство пользователя	ПЛОТ 3148.05.000.000 РП	1
Использование OPC-технологии. Руководство администратора	OPC 3148.06.000.000 РА	1
Программное обеспечение связи. Руководство пользователя	СВ3 3148.02.000.000 РП	1
Служба точного времени и синхронизация времени. Руководство пользователя	СТВ 3148.07.000.000 РП	1
RTS. Создание базы данных с использованием MS SQL Server 2005. Руководство администратора	MSSQL2RTS 3148.01.000.000 РА	1
Паспорт	ИГТ.0710000.100.00 ПС	1
Методика поверки	МП-242-1213-2011	1
Примечания - каждое техническое средство поставляется с эксплуатационной документацией и ЗИП.		

Проверка

осуществляется по документу МП-242-1213-2011 «Системы газоаналитические шахтные многофункциональные «Микон III». Методика поверки», разработанным и утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» «31» августа 2011 г.

Основные средства поверки:

- 1) ГСО-ПГС в баллонах под давлением состава: метан – воздух, метан – азот, оксид углерода – воздух, водород – азот, оксид азота – азот, диоксид углерода - азот; кислород – азот, выпускаемые по ТУ 6-16-2956-92 с изм. № 1...7;
- 2) ПНГ - воздух марки А в баллоне под давлением по ТУ 6-21-5-82;
- 3) азот особой чистоты сорт 2-й по ГОСТ 9293-74 в баллоне под давлением;
- 4) гелий марки А в баллоне под давлением по ТУ 51-940-80;
- 5) калибратор напряжения и тока искробезопасный КНТИ-40.00.00, ТУ 314879-004-17282729-05;

6) рабочий эталон 1-го разряда генератор газовых смесей ГГС по ШДЕК.418813.900 ТУ в комплекте с ГСО-ПГС в баллонах под давлением, выпускаемым по ТУ 6-16-2956-92 с изм. №№ 1...7.

Проверка датчиков ДМС 01 производится в соответствии с документом «Датчик метана стационарный ДМС 01. Методика поверки ДМС 01.00.000 ДЛ», согласованной ОАО ФНТЦ «Инверсия» 13.05.2001 г.

Проверка датчиков ДМС 03 и ДМС 03Э производится в соответствии с документом «Датчики горючих газов стационарные ДМС 03 и ДМС 03Э. Методика поверки ДМС 03.00.000 ДЛ», согласованной ОАО ФНТЦ «Инверсия» 18.10.2010 г.

Проверка датчиков СДСВ 01 производится в соответствии с документом «Измерители скорости воздушного потока СДСВ 01. Методика поверки МП 2550-0071-2007», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 18.12.2007 г.

Проверка датчиков ИДИ производится в соответствии с документом «Датчики искробезопасные инфракрасные ИДИ. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 16.10.2007 г.

Проверка датчиков СДОУ 01 производится в соответствии с документом «Датчик оксида углерода стационарный СДОУ 01. Методика поверки» (приложение А к руководству по эксплуатации), утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 04.08.2003 г., с изменением № 1, утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 17.09.2010 г.

Проверка датчиков СДТГ 01 производится в соответствии с документом «Датчики токсичных газов стационарные. Методика поверки МП-242-1066-2010», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 20.09.2010 г.

Проверка датчиков ИЗСТ-01 производится в соответствии с документом «Измерители запыленности стационарные ИЗСТ-01. Методика поверки МП 242-0554-2007», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 27.07.2007 г.

Проверка датчиков ИВД-3 проводится в соответствии с документом «Датчики вибрации ИВД3. Методика поверки» ПБКМ.468223.002 ПМ1, утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 15.07.2007 г.

Проверка датчиков ИВД-2 проводится в соответствии с документом «Датчики вибрации ИВД3. Методика поверки» ПБКМ.468223.001 ПМ1, утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 15.07.2007 г.

Проверка датчиков СДД 01 производится в соответствии с документом «Датчик давления стационарный СДД 01. Методика поверки» (приложение А к руководству по эксплуатации), утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 10.03.2009 г.

Проверка датчиков ДТМ производится в соответствии с документом «Датчик температуры ДТМ. Методика поверки МП 19-221-2009», утвержденным ФГУП «УНИИМ» 15.05.2009 г.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методики проведения измерений и настройки измерительных каналов приведены в приложении № 6 к документу «Руководство по эксплуатации. Система газоаналитическая шахтная многофункциональная «Микон III». ИГТ.071000.100.00 РЭ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к Системам газоаналитическим шахтным многофункциональным «Микон III»

- 1) ГОСТ 24032-80 Приборы шахтные газоаналитические. Общие технические требования. Методы испытаний.
- 2) ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия.
- 3) ГОСТ Р 52136-2003 Газоанализаторы и сигнализаторы горючих газов и паров электрические. Часть 1. Общие требования и методы испытаний.

- 4) ГОСТ Р 52137-2003 Газоанализаторы и сигнализаторы горючих газов и паров электрические. Часть 2. Требования к приборам группы I с верхним пределом измерений объемной доли метана в воздухе не более 5 %.
- 5) ГОСТ Р 52138-2003 Газоанализаторы и сигнализаторы горючих газов и паров электрические. Часть 3. Требования к приборам группы I с верхним пределом измерений объемной доли метана в воздухе до 100 %.
- 6) ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем.
- 7) ГОСТ Р 8.654-2009 ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений.
- 8) ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия.
- 9) ГОСТ 8.578-2008 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых средах.
- 10) ГОСТ 8.542-86 ГСИ. Государственный специальный эталон и государственная поверочная схема для средств измерений скорости воздушного потока;
- 11) ГОСТ 8.017-79 ГСИ. Государственный первичный эталон и общесоюзная поверочная схема для средств измерений избыточного давления до 250 МПа.
- 12) ГОСТ 8.223-76 ГСИ. Государственный специальный эталон и общесоюзная поверочная схема измерений абсолютного давления в диапазоне $2,7 \times 10^2$ - 4000×10^2 Па.
- 13) ГОСТ 8.187-76 ГСИ. Государственный специальный эталон и общесоюзная поверочная схема измерений разности давлений до 4×10^4 Па.
- 14) ГОСТ 8.558-93 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерения температуры.
- 15) МИ 2070-90 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений вибродвижения, виброскорости, виброускорения в диапазоне частот от 0,3 до 20000 Гц.
- 16) ТУ 4231-100-44645436-2008. Система газоаналитическая шахтная многофункциональная «Микон III».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

обеспечение безопасных условий и охраны труда.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Информационные Горные Технологии» (ООО «ИНГОРТЕХ»), Екатеринбург

Адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Куйбышева, 30, тел./факс: (343) 257-72-76, 257-47-87, e-mail: ingortech@ursmu.ru, <http://www.ingortech.ru>.

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», Санкт-Петербург

Адрес: 190005, Санкт-Петербург, Московский пр., 19 Тел. (812) 251-76-01, факс (812) 713-01-14

e-mail: info@vniim.ru, <http://www.vniim.ru>,

регистрационный номер 30001-10.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П.

«_____» 2011 г.