



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.C.31.001.A № 43734

Срок действия до **05 сентября 2016 г.**

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Системы газоаналитические шахтные многофункциональные "Микон 1Р"

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью "Информационные Горные Технологии" (ООО "ИНГОРТЕХ"), г.Екатеринбург

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **20198-11**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП-242-1168-2011

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **1 год**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от **05 сентября 2011 г. № 4747**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р. Петросян

"....." 2011 г.

Серия СИ

№ 001666

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы газоаналитические шахтные многофункциональные «Микон 1Р»

Назначение средства измерений

Система газоаналитическая шахтная многофункциональная «Микон 1Р» (далее - Система) предназначена для автоматического непрерывного измерения объемной доли метана, оксида углерода, диоксида углерода, водорода, оксида азота, диоксида азота, кислорода и дозврывоопасных концентраций метано-водородной смеси в воздухе, скорости воздушного потока в горных выработках, вентиляционных сооружениях и воздухопроводах шахты и других промышленных объектов, массовой концентрации пыли в воздухе рабочей зоны (автоматический газовый контроль, далее - АГК), измерения значений виброскорости и зазора частей агрегатов, абсолютного и дифференциального давления газовых смесей, абсолютного давления жидкости в технологических трубопроводах и передачи измерительной информации на диспетчерский пункт, ее обработки, отображения и хранения.

Система обеспечивает защитное отключение электропитания шахтного оборудования и выдачу сигналов при достижении предельно допускаемых значений объемной доли метана и/или скорости воздуха, и/или концентрации пыли, и/или состояния 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 - аналоговые датчики СДОУ 01 и СДТГ, микропроцессорные датчики ДМС 01, ДМС 03, ДМС 03Э, СДСВ 01, ДОУИ, СДД 01, ИДИ, ИЗСТ 01 с выходными сигналами (0,4-2,0) В, микропроцессорные датчики ДМС 03, СДСВ 01, ИДИ и ИВД-Х с цифровым кодированным выходным сигналом (цифровым интерфейсом);

2) контроллерный уровень - микропроцессорные подземные вычислительные устройства ПВУ VAL101Р (далее - ПВУ) и устройства сигнализирующие СУ-ХХ (далее - СУ) с цифровыми интерфейсами;

3) уровень передачи данных - микропроцессорные наземные устройства приема и передачи информации НУППИ FED/P и барьером искробезопасности ВХ1Р (далее - НУППИ), устройства системы передачи информации СПИН и повторители-барьеры искробезопасности ПБИ-485 (далее - ПБИ);

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

Работу устройств полевого, контроллерного и диспетчерского уровня обеспечивают источники питания (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: BS6556/SAP; RS-485/SAP; RS-485/ModbusRTU. 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 телеуправления.

В состав измерительных каналов (далее - ИК) Системы могут входить первичные измерительные преобразователи, перечисленные в таблице 1.

Таблица 1

Измерительный канал (определяемый компонент)	Первичный измерительный преобразователь	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

В Системе используются ИК со следующими структурами:

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

2) датчик ДМС 01, ДМС 03, ИДИ, СДОУ 01, СДТГ, ДОУИ, СДСВ 01, ИЗСТ-01 или СДД 01 с аналоговым выходом (0,4-2,0) В – ПВУ или СУ – устройства системы передачи информации СПИН (СПИН 000М0-ПИ01.11, СПИН 010М0-КН**.11, СПИН 100О1-КУ**.**) – ЦЭВМ;

3) датчик СДСВ 01, ДМС 03, ИДИ или ИВД с цифровым интерфейсом – устройства системы передачи информации СПИН (СПИН 000М0-ПИ01.11, СПИН 010М0-КН**.11, СПИН 100О1-КУ**.**) – 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 горно-технологическом объекте или промышленном предприятии определяется Техническим проектом.

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



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

Программное обеспечение

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

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

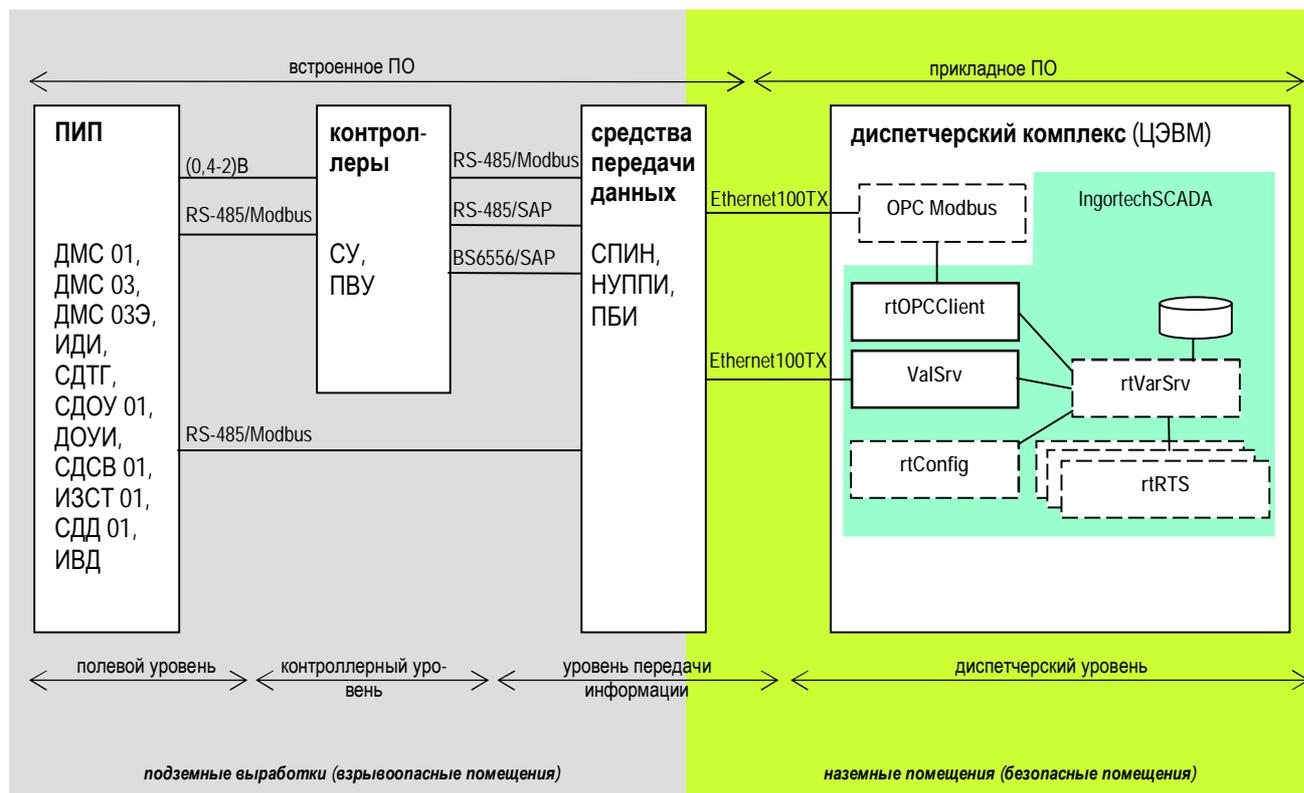


Рисунок 2 – Структура программного обеспечения системы «Микон 1Р»

Встроенное ПО технических средств полевого (ДМС 01, ДМС 03, ДМС 03Э, СДСВ 01, СДД 01, ДОУИ, ИДИ, ИЗСТ 01, ИВД-Х), контроллерного (ПВУ и СУ) уровня и уровня передачи данных (ПБИ, НУППИ и СПИН) 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 «IngortechSCADA», состоящее из ПО связи «ValSrv» и «rtOPCClient», ПО сервера данных «rtVarSrv», ПО оператора «rtRTS», ПО конфигурирования «rtConfig» и программных утилит.

Прикладное ПО OPC Modbus стороннего разработчика обеспечивает:

- а) обмен данными с СУ и датчиками с цифровым интерфейсом RS-485/ModbusRTU;
- б) передачу от OPC Modbus серверов в ПО связи «rtOPCClient» данных от СУ и датчиков с интерфейсом RS-485/ModbusRTU без преобразований;
- в) передачу в ПО связи «rtOPCClient» 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» (исполняемый файл «ServOPC»), которое может быть заменено аналогичным ПО, соответствующим требованиям документа «OPC Data Access Custom Interface Specification 2.05A».

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 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) контроль отсутствия преобразований переменных в OPC Modbus сервере;

в) обмен данными с OPC Modbus сервером - получение значений контролируемых параметров и передачи команд управления технологическим оборудованием;

г) преобразование данных от OPC Modbus сервера 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 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 данными 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 – 263D8D2B	CRC32
IngortechSCADA	rtVarSrv	2.1.110521-10	RTSertificate.dat – 263D8D2B	CRC32
IngortechSCADA	rtOPCClient	2.1.110521-10	–	–
IngortechSCADA	rtConfig	2.1.110521-10	–	–
IngortechSCADA	rtRTS	2.1.110521-10	–	–
Lectus Modbus OPC/DDE сервер	ServOPC	3.9 Сборка 33	–	–

Примечание.

1 Для 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 устранениях незначительных программных дефектов.

2 Для Lectus Modbus OPC/DDE сервер существенным является только номер версии, номер 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 (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 «RTSCertificate.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 «RTSCertificate.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 и пределы допускаемой основной погрешности по измерительному каналу объемной доли метана приведены в таблице 3.

Таблица 3

Первичный измерительный преобразователь	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 % (об.д.)	от 0 до 2,5 % (об.д.)	±0,2 % (об.д.)	30
		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 °С 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 °С 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	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 (СО)	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 50 млн ⁻¹	±(2+0,1×C _{ex}) млн ⁻¹	120
ДОУИ	Оксид углерода (СО)	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 50 млн ⁻¹ от 0 до 200 млн ⁻¹	±(3+0,1×C _{ex}) млн ⁻¹	120
СДТГ 02	Водород (H ₂)	от 0 до 999 млн ⁻¹	от 0 до 50 млн ⁻¹	±(2+0,15×C _{ex}) млн ⁻¹	120
СДТГ 03	Водород (H ₂)	от 0 до 1,0 % (об.д.)	от 0 до 0,5 (об.д.)	±0,1 % (об.д.)	120
СДТГ 05	Оксид азота (NO)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹	±(0,5+0,1×C _{ex}) млн ⁻¹	120
СДТГ 06	Диоксид азота (NO ₂)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹	±(0,2+0,05×C _{ex}) млн ⁻¹	120
СДТГ 11	Кислород (O ₂)	от 0 до 25% (об.д.)	от 0 до 25% (об.д.)	±(0,5+0,1×C _{ex}) % (об.д.)	120

Первичный измерительный преобразователь	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⁾
ИДИ-20	Диоксид углерода (CO ₂)	от 0 до 2 % (об.д.)	от 0 до 2 % (об.д.)	±0,2 % (об.д.)	30
<p>Примечания: ¹⁾ – указано T_{0,9} первичного измерительного преобразователя (далее – ПИП) без учета времени задержки канала передачи и отображения информации; C_{вх} – объемная доля определяемого компонента на входе ПИП, млн⁻¹ или %.</p>					

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

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

- при использовании в составе ИК датчиков СДТГ:
- от изменения температуры на каждые 10 °С 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 °С 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	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 св. 0,6 до 30	±0,1 ±(0,09+0,02×V)	20
<p>Примечания: ¹⁾ – указано T_{0,9} ПИП без учета времени задержки канала передачи и отображения информации; V – скорость воздушного потока, м/с.</p>				

1.3.2 Пределы допускаемой дополнительной погрешности, в долях 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	Диапазон показаний, мг/м ³	Диапазон измерений, мг/м ³	Пределы допускаемой основной погрешности
ИЗСТ-01	от 0 до 1500	от 0 до 100 св. 100 до 1500	± 20 % прив. ± 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	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной 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; от 0 до 2,5; от 0 до 6; от 0 до 10	± 2% прив.
Примечание – абсолютное давление воды измеряется только датчиком с внешним тензопреобразователем.		

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

1.5.3 Пределы дополнительных приведенных погрешностей, %:

- от изменения температуры окружающей и измеряемой сред на каждые 10 °С от температуры (20±5) °С ±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	Диапазон измерений зазора (осевого сдвига), мм	Пределы допускаемой основной погрешности
ИВД-2	от 0,4 до 6,0	± 3 % отн.

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	Диапазон измерений виброскорости, мм/с	Пределы допускаемой основной погрешности
ИВД-3	от 0,8 до 70	± 6 % отн.

1.8 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.

2 Характеристики индикаторных каналов Системы

Диапазоны показаний индикаторных каналов приведены в таблице 10, пределы допускаемой погрешности и времени установления для индикаторных каналов не нормируются

Таблица 10

Индикатор и выносные головки	Индицируемый показатель	Диапазон показаний
ТХ592*	Скорость воздушного потока	от 0,3 до 30 м/с
ТХ6273, ТХ6274	Температура	от 0 до 200 °С
ТХ6114, ТХ6141, ТХ6143 с выносными головками ТХ2071, ТХ2072, ТХ2075, ТХ625*	Давление	от 0 до 60 МПа
МІС6321, ТХ 6363, ТХ 6373, ТХ 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 11 - Характеристики структуры Системы

Наименование устройства	Ед. изм.	Кол-во
Количество ПВУ на линии передачи данных	шт.	14
Количество СУ на линии передачи данных	шт.	247
Количество ПИП с интерфейсом RS-485/ModbusRTU на линии передачи данных	шт.	247

Наименование устройства	Ед. изм.	Кол-во
Количество линий передачи данных	шт.	не ограничено
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
<p>Примечания.</p> <p>1 Количество наземных вычислительных устройств не ограничено, но в состав Системы обязательно должны входить центральный сервер и автоматизированные рабочие места инженера-оператора АГК и горного диспетчера.</p> <p>2 В качестве наземных устройств связи используются НУППИ с барьером искробезопасности и коммутаторы и преобразователи интерфейса СПИН.</p>		

4 Характеристики входных сигналов Системы

Таблица 12 - 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
<p>Примечания.</p> <p>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.</p> <p>2 В измерительных каналах используется сигналы напряжения в диапазоне (0,4-2,0) В.</p> <p>3 В качестве источников дискретных сигналов используются контакты без электрических потенциалов («сухие» контакты).</p> <p>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.</p>		

5 Характеристики релейных выходов Системы

Таблица 13 - Характеристики релейных выходов

Характеристика	Ед. изм.	Значение
ПВУ, ДМС 03 / СУ, СДСВ 01		
Максимальное коммутируемое напряжение	В	60 / 400
Максимальный коммутируемый ток	А	1 / 0,13
Максимальная коммутируемая мощность	Вт	3 / 0,55
БПР		
Максимальное коммутируемое напряжение	В	660
Максимальный коммутируемый ток	А	5
Максимальная коммутируемая мощность	Вт	130
<p>Примечание – Релейные выходы 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</p>		

6 Характеристики электрического питания Системы

Таблица 14 - 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	10-12 / 100-200
Напряжение питания / ток потребления ИП подземной части Системы, не более	В / мА	~ 36 / 250
Напряжение питания элементов подземной части Системы	В	~ 36 / ~ 127 / ~ 380 / ~ 660
Напряжение питания элементов наземной части Системы	В	~ 220
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 15 - Характеристики линий контроля, управления и связи

Характеристика	Ед. изм.	Значение
Скорость передачи данных между контроллерами и наземными устройствами связи: - BS6556/SAP, RS-485/SAP - RS-485/ModbusRTU	Бод	600 300-19200
Максимальное расстояние от ПИП до контроллеров	км	3
Максимальная длина линий связи между контроллерами и наземными устройствами связи: - BS6556 - RS-485	км	16 без ограничения
Максимальное расстояние между контроллерами и исполнительными устройствами	км	1
Максимальное расстояние контроллерами и БПР	км	10
Максимальное расстояние между БПР и управляемой аппаратурой электроснабжения	м	10
Диаметр линий передачи данных, не менее	мм	0,4

8 Степень защиты элементов Системы

Таблица 16 - 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 17 - Уровень и вид взрывозащиты по ГОСТ Р 51330.0, ГОСТ 22782.3

Наименование устройства	Уровень и вид взрывозащиты
Подземное вычислительное устройство ПВУ VAL101P	PO ExiaI
Устройство сигнализирующее СУ-XX	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 ZZ.YY.XX	PO ExiaI X
Стационарный датчик оксида углерода СДОУ 01	PO ExiaI
Датчик оксида углерода искробезопасный ДОУИ	PO ExiaI
Датчики искробезопасные инфракрасные ИДИ	PO ExiaI
Стационарный датчик скорости движения воздуха СДСВ 01	PO ExiaI
Измеритель запыленности стационарный ИЗСТ-01	PO ExiaI
Датчик давления стационарный СДД 01	PO ExiaI
Датчик вибрации ИВД-Х	PO ExiaI X
Датчик скорости воздушного потока ТХ592*	PO ExiaI
Датчик метана МІС 6321	PO ExiasI
Датчики концентраций газов и выносные чувствительные головки типов: - ТХ 6363, ТХ 6373, ТХ 6363.84, ТХ 6373.84; - ТХ6383, ТХ6383.84	PO ExiaI PO ExiasI /0ExiasII(H2)X
Датчики давления ТХ6114, ТХ6141, ТХ6143	PO ExiaI
Датчики температуры ТХ6273, ТХ6274 и выносные чувствительные головки ТХ2071, ТХ2072, ТХ2075, ТХ625*	PO ExiaI
Устройство звуковой / визуальной сигнализации ТХ6831	PO ExiaI
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
Наземный источник питания СПИН 00000-ИП01.21.*/**	[Exia]I X
Наземное устройство приема и передачи информации НУППИ FED/P с барьером искробезопасности БИБ ВХ1Р	[Exia]I
Наземный преобразователь информации СПИН 000М0-ПИ01.21.*/**	[Exia]I X
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
Примечания. 1. Уровень и вид взрывозащиты других устройств СПИН и шахтных источников питания ШИП, применяемых вместе с устройствами Системы «Микон 1Р», определяется Сертификатом РОСС RU.ГБ05.В03015.	

10 Габаритные размеры и масса

Таблица 18 – Габаритные размеры и масса (не более)

Наименование	Масса, кг	Габаритные размеры, мм		
		Высота	Ширина	Глубина
Подземное вычислительное устройство ПВУ VAL 101P	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: - электронного блока - измерительной головки	0,6 0,2	150 90	100 40	60 35
Стационарный датчик скорости движения 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 вибрации ИВД-2 - корпус - гильза	0,4	52 (ø) M12	76 54-151	- -
Датчик вибрации ИВД-3	0,2	55	50	52
Датчик скорости воздушного потока ТХ 592*	1,0	344	87	65
Датчик метана МС 6321	2,6	235	105	72
Датчики давления ТХ6141	1	110	180	170
Датчики концентраций газов и выносные чувствительные головки типов ТХ6363, ТХ6373, ТХ6383	0,45	110	248	63
Датчик температуры ТХ6273	0,5	110	200	63
Устройство звуковой / визуальной сигнализации ТХ6831	0,1	100	60	50
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 ВХ1Р	15	400	400	200
Повторитель-барьер искробезопасности ПБИ-485	8	400	400	200
Ящик монтажный ЯСУ-ХХ.У.ZZ	12	500	500	220
Наземный преобразователь информации СПИН 000M0-ПИИ01.21.*/**	14	350	550	250
Наземный источник питания СПИН 00000-ИП01.21.*/**	5	350	250	250
Устройство сопряжения с телеметрической системой «Метан»	16	483	266	244

11 Потребляемая электрическая мощность

Таблица 19 – Потребляемая мощность искробезопасного электрооборудования (не более)

Элемент	Ед. изм.	Значение
Подземное вычислительное устройство ПВУ VAL 101P	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 движения воздуха СДСВ 01	мВт	600
Измеритель запыленности стационарный ИЗСТ-01	мВт	3000
Датчик давления стационарный СДД 01	мВт	120
Датчик вибрации ИВД-Х	ВА	0,18
Датчик метана МИС 6321	мВт	400
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 20 – Характеристики надежности элементов Системы

Наименование элемента	Наработка на отказ, ч	Средний срок службы, лет
Подземное вычислительное устройство ПВУ VAL 101P	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	
Датчик оксида углерода искробезопасный ДОУИ	10000	
Стационарный датчик скорости движения воздуха СДСВ 01	10000	5
Измеритель запыленности стационарный ИЗСТ-01	10000	5
Датчик давления стационарный СДД 01	10000	5
Датчик вибрации ИВД-х	15000	5
Датчик скорости воздушного потока ТХ 592*	10000	5
Датчики давления ТХ6114, ТХ6141, ТХ6143	10000	5

Наименование элемента	Наработка на отказ, ч	Средний срок службы, лет
Датчики концентраций газов и выносные чувствительные головки типов ТХ6363, ТХ6373, ТХ6383	10000	5 (1 год для чувствительных элементов)
Датчик метана МІС 6321	10000	
Датчик температуры ТХ6273	10000	5
Устройство звуковой / визуальной сигнализации ТХ6831	10000	5
Источник питания ИП ZVB	20000	5 (3 года для аккумуляторных батарей)
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-ХХ.У.ΖΖ	10000	5
Наземное устройство приема и передачи информации НУППИ FED/P с барьером искробезопасности БИБ ВХ1Р	20000	5
Наземный преобразователь информации СПИН 000М0-ПИ01.21.*/**, наземный источник информации СПИН 000М0-ИП01.21.*/**	10000	5

Рабочие условия эксплуатации

Таблица 21

Характеристика	Значение
Для технических устройств, располагаемых в подземных выработках	
Диапазон температуры, °С	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, °С	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 22.

Таблица 22 – Спецификация технических средств Системы (шт. или экз., не менее)

Наименование устройства	Тип	Количество
Подземная часть Системы		
Подземное вычислительное устройство	ПВУ VAL101P	Определяется Техническим проектом
Повторитель-барьер искробезопасности	ПБИ-485.01.**	
Источник питания	ИП ZVB	

Наименование устройства	Тип	Количество
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 скорости воздушного потока	ТХ 592*	
Датчики давления	ТХ6114, ТХ6141, ТХ6143	
Датчик температуры	ТХ6273	
Датчики концентраций газов и выносные чувствительные головки типов	ТХ6363, ТХ6373, ТХ6383	
Датчик метана	МІС 6321	
Устройство сигнализирующее	СУ-ХХ	
Устройство звуковой / визуальной сигнализации	ТХ6831	
Ящик монтажный	ЯСУ-ХХ.У.ΖΖ	
Внешние устройства, подключаемые 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
ЦЭВМ (центральный сервер основной и резервный)	Определяется Техническим проектом	2
ЦЭВМ (рабочее место оператора)		2
Устройство бесперебойного питания		3
Наземное устройство приема /передачи информации (НУППИ) с барьером искробезопасности (БИБ)	FED/P VX1P	Определяется Техническим проектом
Устройства системы передачи информации	СПИН *****_*****.**.*/**	
Повторитель-барьер искробезопасности	ПБИ-485.02.**	
Внешние устройства, подключаемые к ЦЭВМ вне взрывоопасной зоны: - устройства сопряжения с телеметрическими системами «Метан» и другие; - Ethernet-коммутатор	УСТСМ Определяется Техническим проектом	Определяется Техническим проектом

Наименование устройства	Тип	Количество
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
- ПО связи с ModbusRTU-устройствами (OPC Modbus сервер)	Lectus Modbus OPC/DDE сервер (или функциональный аналог)	Определяется Техническим проектом
- системы управления базой данных	Определяется Техническим проектом	
- ПО конфигурирования	rtConfig	1
- ПО оператора	rtRTS	1
Комплекс прикладного программирования ПВУ	VPP	1
Документация		
Руководство про эксплуатации	4217.01.000.000 РЭ	1
Методика проведения измерений		1
Альбом схем электрических	Приложение б к ИГТ.0710000.100.00 РЭ	1
Программное обеспечение сервера. Руководство администратора	ИГТ.091000.000.00 РА	1
Система программирования ПВУ VPP. Руководство программиста	РП 4217-001-44645436-98-VPP	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	СВЗ 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

Наименование устройства	Тип	Количество
Паспорт	ПС 4217.01.000.000	1
Методика поверки	МП-242-1168-2011	1
Примечания - каждое техническое средство поставляется с эксплуатационной документацией и ЗИП.		

Поверка

осуществляется по документу МП-242-1168-2011 «Системы газоаналитические шахтные многофункциональные «Микон 1Р». Методика поверки», разработанному и утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» «19» мая 2011 г.

Основные средства поверки:

1) ГСО-ПГС в баллонах под давлением по ТУ 6-16-2956-92 состава: метан – воздух, метан – азот, оксид углерода – воздух, водород – азот, оксид азота – азот, диоксид углерода - азот; кислород – азот;

2) воздух марки А в баллоне под давлением по ТУ 6-21-5-82;

3) калибратор напряжения и тока искробезопасный КНТИ-40.00.00, ТУ 314879-004-17282729-05;

4) генератор газовых смесей ГГС-03-03 по ШДЕК.418313.001 ТУ в комплекте с ГСО-ПГС в баллонах под давлением по ТУ 6-16-2956-92.

5) генератор термодиффузионный ТДГ-01, ШДЕК.418319.001 ТУ, в комплекте с источником микропотока на диоксид азота по ИБЯЛ.418319.013 ТУ;

6) установка аэродинамическая АТ-ДСВ по АТДС.402139.007ТУ.

Поверка 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.

Поверка 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.

Поверка 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.

Поверка датчиков ИДИ производится в соответствии с документом МП-242-0932-2009 «Датчики искробезопасные инфракрасные ИДИ. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 16.12.2009 г.

Поверка 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 ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 17.09.2010 г.

Поверка 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.

Поверка 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.

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

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

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

Сведения о методиках (методах) измерений

Методики измерений приведены в документе Приложение № 20 к документу «Руководству по оборудованию и эксплуатации системы газоаналитической шахтной многофункциональной «Микон 1Р». 4217.01.000.000 РЭ».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам газоаналитическим многофункциональным «Микон 1Р»

- 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 8.578-2008 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых средах.
- 9) ГОСТ 8.542-86 ГСИ. Государственный специальный эталон и государственная поверочная схема для средств измерений скорости воздушного потока;
- 10) ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия.
- 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) МИ 2070-90 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений виброперемещения, виброскорости, виброускорения в диапазоне частот от 0,3 до 20000 Гц.
- 15) ТУ 4231-001-44645436-2005. Система газоаналитическая шахтная многофункциональная «Микон 1Р». Технические условия.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

при выполнении работ по обеспечению безопасных условий и охраны труда.

Изготовитель

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

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»

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.