

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы управления дегазационной установкой автоматизированные АСУ ДУ

Назначение средства измерений

Системы управления дегазационной установкой автоматизированные АСУ ДУ предназначены для измерения объемной доли метана, кислорода и оксида углерода в метановоздушной смеси, взрывоопасной концентрации метана в воздухе производственных помещений, давления (абсолютного, разрежения, избыточного и дифференциального), температуры газов и жидкостей, уровня и расхода жидкости, а также расхода откачиваемой метановоздушной смеси.

Описание средства измерений

Системы управления дегазационной установкой автоматизированные АСУ ДУ (далее - АСУ ДУ) являются стационарными многоканальными устройствами непрерывного действия.

АСУ ДУ выполняют функции измерения, контроля, отображения и протоколирования параметров технологического процесса дегазации, управления механизмами установки в ручном и автоматическом режимах:

- измерение и контроль основных технологических параметров на магистральном трубопроводе;

- измерение и контроль основных технологических параметров в модулях вакуумирования, очистки МВС, водоотделения;

- измерение и контроль вспомогательных параметров.

Функционально структура АСУ ДУ состоит из 3 уровней:

- первый - полевой уровень датчиков и исполнительных механизмов. На полевом уровне осуществляется сбор данных с датчиков и конечных выключателей, управление исполнительными механизмами;

- второй – уровень программируемого логического контроллера (ПЛК). На втором уровне автоматизации обрабатывается информация, полученная с полевого уровня, реализуются алгоритмы режимов управления, обеспечивается связь с верхним уровнем и выдача управляющих воздействий. Главным элементом этого уровня автоматизации являются ПЛК фирмы «Siemens» с децентрализованной периферией семейства SIMATIC ET200S;

- третий – уровень супервизорного контроля и управления. Третий уровень реализует управление дегазационной установкой (ДУ), выбор и корректировку технологических параметров автоматического режима, визуализацию и диагностику работы оборудования, хранение информации и вывод отчетов, удаленный мониторинг.

Система управления распределена по помещениям системы управления (ПСУ), расположенным в модулях вакуумирования (МВ), очистки (МО), водоотделения (МВО), а также в модуле управления (МУ, операторская). Связь между удалёнными станциями ПЛК и центральным процессором ПЛК производится по сети Profinet.

В состав системы входит одна станция визуализации и управления (человеко-машинный интерфейс, ЧМИ) на базе персонального компьютера с пакетом визуализации Visor, а также операторские панели Explorer 15i (либо аналогичные по техническим характеристикам). Связь между станцией визуализации, операторскими панелями и управляющим контроллером реализована по сети Ethernet.

На рисунке 1 представлена структурная схема подключения аналоговых датчиков к АСУ ДУ.

На технологических агрегатах и трубопроводах, расположенных во взрывоопасной среде, используются датчики с видами взрывозащиты:

- «искробезопасная электрическая цепь» (Ex ia, Ex ib);
- «взрывонепроницаемая оболочка» (Ex d).

Датчики с видом взрывозащиты Ex ia, Ex ib, устанавливаемые во взрывоопасной среде, подключены к модулям аналоговых входов контроллера через барьеры искрозащиты. В случае использования датчиков типа ДМС 03 между барьером и аналоговым модулем ПЛК подключается преобразователь уровня сигналов из (1...5) мА в (4...20) мА.

Датчики с видом взрывозащиты Ex d, устанавливаемые во взрывоопасной среде, подключаются непосредственно к общепромышленным аналоговым модулям ПЛК, находящимся во взрывобезопасной зоне.

Датчики, установленные во взрывобезопасной среде (помещение системы управления) также подключаются напрямую к ПЛК.

Таким образом, в представленной на рисунке 1 структуре имеются 6 типов (см. таблицу 1) измерительных каналов, различающихся по следующим признакам:

- тип (модель) датчика;
- тип модуля аналоговых входов ПЛК, к которому подключен датчик;
- способ подключения датчика к ПЛК (использования барьера искрозащиты, преобразователя уровня сигнала).

Таблица 1 – Типы измерительных каналов АСУ ДУ

№ п/п	Тип модуля ПЛК	Уровень сигнала на входе вторичного прибора (ПЛК)	Тип дополнительного преобразователя	Тип барьера искрозащиты	Уровень сигнала на выходе первичного прибора (датчик)
1	2/4 AI RTD_6ES7 134-4JB51-0AB0	RTD	-	-	RTD
2			-	БИ-001, пассивный, терморезисторы и термодпары, 1 канал	
3	2AI I 2WIRE_6ES7 134-4GB01-0AB0	(4...20) мА	-	-	(4...20) мА
4			-	БИ-006-01, пассивный, (0...20) мА, (4...20) мА, 1 канал	
5			MACX MCR-UI-UI-NC_Phoenix _Преобразователь 1-5 мА в 4-20 мА	БИ-006-01, пассивный, (0...20) мА, (4...20) мА, 1 канал	(1...5) мА
6	1COUNT 24V/100kHz_6ES7 138-4DA04-0AB0 M	5...1000 Гц «сухой контакт»	-	-	5...1000 Гц «сухой контакт»

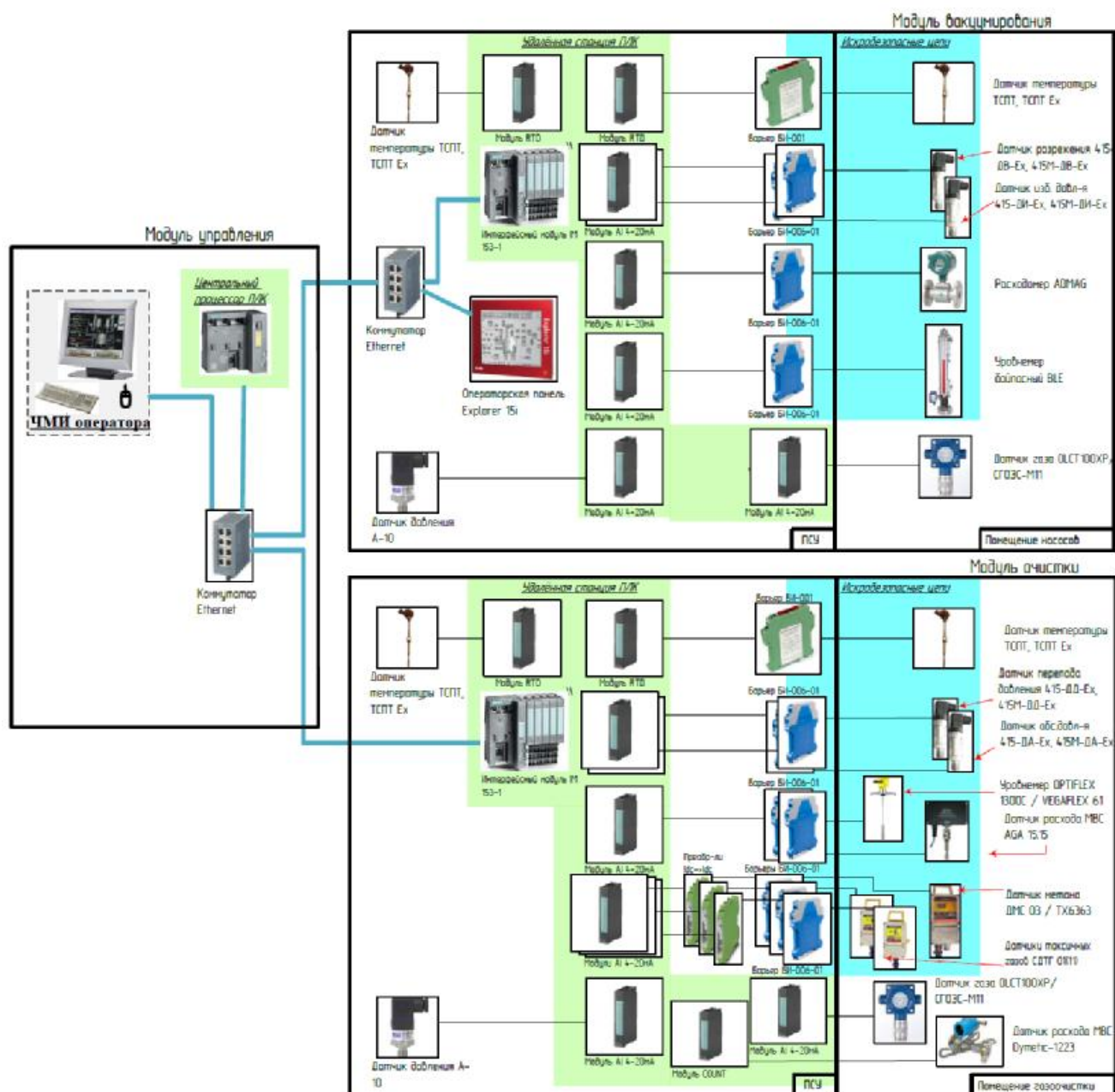


Рисунок 1 - Структурная схема подключения аналоговых датчиков к АСУ ДУ

В таблице 2 представлен перечень измерительных каналов типового комплекта технических средств АСУ ДУ.

Таблица 2 – Перечень измерительных каналов АСУ ДУ

№ п/п	Тип модуля ПЛК	Уровень сигнала	Тип дополнительного преобразователя	Тип барьера искрозащиты	Наименование сигнала	Диапазон показаний ЧМИ	Условное обозначение	Тип датчика
1	Помещение вакуумных насосов (ПВН)							
1.1	2/4 AI RTD_6E S7 134- 4JB51- 0AB0	RTD	-	-	Температура в ПСУ	от минус 50 до 150°C	TE01	ТСПТ Ex (102)
1.2	2AI I 2WIRE_ 6ES7 134- 4GB01- 0AB0	4...20 мА	-	-	Давление воздуха компрессора	От 0 до 10 бар	PT11	A-10
1.3	2AI I 2WIRE_ 6ES7 134- 4GB01- 0AB0	4...20 мА	-	-	Объемная доля метана	от 0 до 4,4%	QT001	OLCT 100 XP
1.4	2/4 AI RTD_6E S7 134- 4JB51- 0AB0	RTD	-	БИ-001, пассивный, терморезисторы и термопары, 1 канал	Температура в ПВН	от минус 50 до 150°C	TE001	ТСПТ Ex (102)
1.5	2/4 AI RTD_6E S7 134- 4JB51- 0AB0	RTD	-	БИ-001, пассивный, терморезисторы и термопары, 1 канал	Температура на выходе насоса 1	от минус 50 до 150°C	TE102	ТСПТ Ex (101)
1.6	2AI I 2WIRE_ 6ES7 134- 4GB01- 0AB0	4...20 мА	-	БИ-006-01, пассивный, 0...20 мА (4...20 мА), 1 канал	Давление на входе насоса 1	От 0 до 1 бар	PT101	415M-ДВ-Ex

№ п/п	Тип модуля ПЛК	Уровень сигнала	Тип дополнительного преобразователя	Тип барьера искрозащиты	Наименование сигнала	Диапазон показаний ЧМИ	Условное обозначение	Тип датчика
1.7	2AI I 2WIRE_ 6ES7 134- 4GB01- 0AB0	4...20 мА	-	БИ-006-01, пассивный, 0...20 мА (4...20 мА), 1 канал	Давление на выходе насоса 1	От 0 до 1 бар	PT102	415M-ДИ-Ex
1.8	2AI I 2WIRE_ 6ES7 134- 4GB01- 0AB0	4...20 мА	-	БИ-006-01, пассивный, 0...20 мА (4...20 мА), 1 канал	Расход воды на насос 1	От 0 до 400 л/мин	FT101	ADMAG
1.9	2AI I 2WIRE_ 6ES7 134- 4GB01- 0AB0	4...20 мА	-	БИ-006-01, пассивный, 0...20 мА (4...20 мА), 1 канал	Уровень в водоотделителе	От 0 до 100 %	LT041	BLE
2	Помещение газоочистки (ПГО)							
2.1	2/4 AI RTD_6E S7 134- 4JB51- 0AB0	RTD	-	-	Температура в ПСУ	от минус 50 до 150°C	TE01	ТСПТ Ex (102)
2.2	2AI I 2WIRE_ 6ES7 134- 4GB01- 0AB0	4...20 мА	-	-	Давление воздуха пневматик и	От 0 до 10 бар	PT12	A-10
2.3	2AI I 2WIRE_ 6ES7 134- 4GB01- 0AB0	4...20 мА	-	-	Объемная доля метана в ПГО	от 0 до 4,4%	QT001	OLCT 100 XP
2.4	2/4 AI RTD_6E S7 134- 4JB51- 0AB0	RTD	-	БИ-001, пассивный, терморезисторы и термопа-	Температура в ПГО	от минус 50 до 150°C	TE001	ТСПТ Ex (102)

№ п/п	Тип модуля ПЛК	Уровень сигнала	Тип дополнительного преобразователя	Тип барьера искрозащиты	Наименование сигнала	Диапазон показаний ЧМИ	Условное обозначение	Тип датчика
				ры, 1 канал				
2.5	2/4 AI RTD_6E S7 134- 4JB51- 0AB0	RTD	-	БИ-001, пассивный, терморезисторы и термопары, 1 канал	Температура на выходе ПГО	от минус 50 до 150°C	TE011	ТСПТ Ex (101)
2.6	2AI I 2WIRE_ 6ES7 134- 4GB01- 0AB0	4...20 мА	-	БИ-006-01, пассивный, 0...20 мА (4...20 мА), 1 канал	Расход метано-воздушной смеси	От 0 до 400 м³/мин	FT011	415М-ДД-Ex
2.7	2AI I 2WIRE_ 6ES7 134- 4GB01- 0AB0	4...20 мА	MACX MCR-UI- UI-NC	БИ-006-01, пассивный, 0...20 мА (4...20 мА), 1 канал	Объемная доля метана в трубе	От 0 до 5 %	QT011_C h1	ДМС 03
2.8	2AI I 2WIRE_ 6ES7 134- 4GB01- 0AB1	4...20 мА	MACX MCR-UI- UI-NC	БИ-006-01, пассивный, 0...20 мА (4...20 мА), 1 канал	Объемная доля метана в трубе	Св. 5 до 100 %	QT011_C h2	ДМС 03
2.9	2AI I 2WIRE_ 6ES7 134- 4GB01- 0AB0	4...20 мА	-	БИ-006-01, пассивный, 0...20 мА (4...20 мА), 1 канал	Уровень в циклоне 1	От 0 до 100 %	LT101	VEGAFL EX 61
2.10	2AI I 2WIRE_ 6ES7 134- 4GB01- 0AB0	4...20 мА	-	БИ-006-01, пассивный, 0...20 мА (4...20 мА), 1 канал	Перепад давления на фильтре 1	От 0 до 1 бар	PDT101	АИР-10

№ п/п	Тип модуля ПЛК	Уровень сигнала	Тип дополнительного преобразователя	Тип барьера искрозащиты	Наименование сигнала	Диапазон показаний ЧМИ	Условное обозначение	Тип датчика
2.11	2AI I 2WIRE_ 6ES7 134- 4GB01- 0AB0	4...20 мА	-	БИ-006-01, пассивный, 0...20 мА (4...20 мА), 1 канал	Давление на выходе ПГО	От 0 до 1 бар	PT011	415М-ДА-Ex
2.12	2AI I 2WIRE_ 6ES7 134- 4GB01- 0AB1	4...20 мА	MACX MCR-UI- UI-NC	БИ-006-01, пассивный, 0...20 мА (4...20 мА), 1 канал	Объемная доля СО в трубе	От 0 до 50 млн ⁻¹	QT012	СДТГ 01
2.13	2AI I 2WIRE_ 6ES7 134- 4GB01- 0AB1	4...20 мА	MACX MCR-UI- UI-NC	БИ-006-01, пассивный, 0...20 мА (4...20 мА), 1 канал	Объемная доля О ₂ в трубе	От 0 до 25 %	QT012	СДТГ 11
2.14	2AI I 2WIRE_ 6ES7 134- 4GB01- 0AB0	4...20 мА	-	БИ-006-01, пассивный, 0...20 мА (4...20 мА), 1 канал	Расход МВС на всасывании	От 0 до 400 м ³ /мин	FT011	AGA 15.15
2.15	1COUN T 24V/100 kHz_6E S7 138- 4DA04- 0AB0 M	4...20 мА 5...1000 Гц «сухой контакт»	-	-	Расход МВС на нагнетании	От 0 до 400 м ³ /мин	FT011	Dymetic-1223M
Примечание – для ряда измерительных каналов единицы измерений, указанные в столбце «Диапазон показаний ЧМИ», не совпадают с единицами измерений, указанными в соответствующих Описаниях типа датчиков измерительных каналов; замена проведена в целях обеспечения компактного и наглядного отображения информации на мониторе ЧМИ. Функции преобразования для соответствующих диапазонов показаний приведены в эксплуатационной документации АСУ ДУ.								

В состав измерительных каналов входят датчики (первичные измерительные преобразователи), перечисленные в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень датчиков, входящих в состав измерительных каналов АСУ ДУ

Измерительный канал	Датчик (первичный измерительный преобразователь)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	Принцип измерений	Уровень и вид взрывозащиты
Объемная доля метана в метановоздушной смеси (МВС)	Датчик горючих газов стационарный ДМС 03	45747-10	смешанный (термохимический в диапазоне показаний объемной доли метана до 5 %, термокондуктометрический - свыше 5 %)	PO ExiasI
	Датчик концентрации газов TX6363	58758-14	оптический абсорбционный	PO ExiaI
Довзрывоопасные концентрации метана в воздухе технологических помещений	Датчик горючих и вредных газов OLCT 100 XP	49864-12	термохимический	1ExdIICT6
	Газоанализатор СГОЭС-М11	32808-11	оптический абсорбционный	1ExdIICT4
Объемная доля газов в МВС	Датчик токсичных газов стационарный СДТГ	37260-10	электрохимический	PO ExiaI
Избыточное давление	Датчик давления 415-ДИ-Ex	36555-07	пьезорезистивный эффект в полупроводниках	0ExiaIICT5
	Датчик давления 415М-ДИ-Ex	59550-14		
Разрежение	Датчик давления 415-ДВ-Ex	36555-07	пьезорезистивный эффект в полупроводниках	0ExiaIICT5
	Датчик давления 415М-ДВ-Ex	59550-14		
Абсолютное давление	Датчик давления 415-ДА-Ex	36555-07	пьезорезистивный эффект в полупроводниках	0ExiaIICT5
	Датчик давления 415М-ДА-Ex	59550-14		
Перепад давления (расчет расхода МВС на всасывании)	Датчик давления 415-ДД-Ex	36555-07	пьезорезистивный эффект в полупроводниках	0ExiaIICT5
	Датчик давления 415М-ДД-Ex	59550-14		

Измерительный канал	Датчик (первичный измерительный преобразователь)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	Принцип измерений	Уровень и вид взрывозащиты
Перепад давления	Преобразователь давления измерительный АИР-10 совместно с измерителем технологическим цифровым ИТЦ420/М4	31654-14	упругая деформация мембраны	0ExiaIICT6
		29086-05	преобразование входного аналогового сигнала (силы тока) в цифровую форму	0ExiaIICT6
Температура метановоздушной смеси, жидкости, воздуха в технологических помещениях	Термометр сопротивления ТСПТ, модификации 101, 102	36766-09	терморезистивный	0ExiaIICT6
	Датчик температуры ТСПТ Ех, модификации 101, 102	57176-14		
Температура воздуха в помещениях системы управления	Термометр сопротивления ТСПТ, модификации 102	36766-09	терморезистивный	0ExiaIICT6
	Датчик температуры ТСПТ Ех, модификации 102	57176-14		
Уровень жидкости в циклонепресепараторе	Уровнемер контактный микроволновой VEGAFLEX 61	27284-09	измерение коэффициента отражения электромагнитных импульсов	0ExiaIICT6
	Уровнемер OPTIFLEX 1300C	45408-10	рефлектометрия интервала времени	0ExiaIICT3...6
Уровень жидкости	Уровнемер байпасный поплавковый BLE	28258-04	определение положения поплавка с магнитом посредством срабатывания герконов	ExiaIICT4...6
Расход жидкости	Счетчик-расходомер электромагнитный ADMAG	59435-14	электромагнитный (индуцирование ЭДС в электромагнитном поле при протекании через него проводящей жидкости)	1Exde[ia]IICT6...T4

Измерительный канал	Датчик (первичный измерительный преобразователь)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	Принцип измерений	Уровень и вид взрывозащиты
Расход МВС на нагнетании	Датчик расхода газа Dymetic-1223M-T	57997-14	акустический	1ExdIIAT6
Расход МВС на всасывании	Измеритель скорости воздушных и газовых потоков AGA 15.15	59006-14	дифференциальное давление	PO Ex ia I Ma
	Датчик расхода газа Dymetic-1223M-T	57997-14	акустический	1ExdIIAT6
Давление в системе пневмоуправления	Преобразователь давления измерительный А-10	39674-08	тензорезистивный	Нет

Программное обеспечение

Программное обеспечение АСУ ДУ может быть условно разделено на три уровня:

- полевой уровень - встроенное ПО микропроцессорных первичных измерительных преобразователей;
- контроллерный уровень - прикладное ПО программируемого логического контроллера;
- диспетчерский уровень - прикладное ПО «Visor_On», «mdu_XXX».

Встроенное ПО первичных измерительных преобразователей специально разработано изготовителем соответствующих технических средств и обеспечивает передачу данных в виде аналогового сигнала в ПЛК системы.

Прикладное ПО ПЛК выполняет перевод и масштабирование полученных от аналоговых модулей значений в соответствующие физические величины. В случае вычисления расхода метановоздушной смеси по перепаду давления на диафрагме в трубе, производятся математические вычисления в ПО ПЛК. Таким образом, прикладное ПО ПЛК является метрологически значимым.

Изменение параметров прикладного ПО ПЛК возможно только после ввода пароля, установленного производителем:

ПО «Visor_On» - коммуникационный сервер, обеспечивает:

- доступ к данным ПЛК для ПО «mdu_XXX» (чтение и запись), получаемым по сети Ethernet;
- чтение данных из ПЛК, упаковку и сохранение их в базе данных на носителе.

ПО «Visor_On» не является метрологически значимым, т.к. не осуществляет обработку данных, а только обеспечивает доступ к данным ПЛК.

ПО «mdu_XXX» - человеко-машинный интерфейс, обеспечивает возможность наблюдения за технологическими параметрами и управление оборудованием дегазационной установки. ПО «mdu_XXX» является метрологически значимым, т.к. выполняет масштабирование некоторых данных, получаемых из ПЛК, а также вычисление расхода метана в метановоздушной смеси.

Идентификационные данные ПО «mdu_XXX» приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО «mdu_XXX»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	mdu_XXX (mdu_021 – номер проекта МДУ)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	от 1.0.3.23 до 9.9.9.99
Цифровой идентификатор ПО	211BB0DB64391B5F9FDC28661F72891A, алгоритм MD5
Другие идентификационные данные (если имеются)	-
Примечания: 1) Номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице, номер версии и контрольная сумма ПО конкретного образца АСУ ДУ указывается в паспорте. 2) Значение контрольной суммы, указанное в таблице, относится к файлу версии 1.0.3.23.	

Влияние ПО учтено при нормировании метрологических характеристик измерительных каналов АСУ ДУ.

Защита ПО АСУ ДУ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077—2014. Метрологически значимая часть ПО СИ и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений.

Метрологические и технические характеристики

1 Метрологические характеристики измерительных каналов АСУ ДУ

1.1 Измерительный канал объемной доли метана в МВС

1.1.1 Диапазоны измерений и пределы допускаемой основной погрешности измерительного канала объемной доли метана в МВС приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Измерительный канал объемной доли метана в МВС

Датчик (первичный измерительный преобразователь)	Определяемый компонент	Диапазон показаний содержания определяемого компонента	Диапазон измерений содержания определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности	Предел допускаемого времени установления показаний ($T_{0.9}$), с ¹⁾
ДМС 03	метан	От 0 до 100 % (об.д.)	От 0 до 2,5 % (об.д.) Св. 5 до 100 % (об.д.)	$\pm 0,1\%$ (об.д.) $\pm 3\%$ (об.д.)	10
ТХ6363	метан	От 0 до 100 % (об.д.)	От 0 до 60 % (об.д.) Св. 60 до 100 % (об.д.)	$\pm 3\%$ (об.д.) $\pm 5\%$ отн	20 ²⁾

Примечание:

¹⁾ Указано $T_{0.9}$ первичного измерительного преобразователя без учета времени задержки канала передачи и отображения информации

²⁾ Время установления выходного сигнала $T_{0.63}$, с

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

ДМС 03 0,5
ТХ6363 0,3

1.1.3 Изменение показаний датчика ДМС 03 в диапазоне температур от минус 5 до плюс 35°C (в чистом воздухе и ПГС), в диапазоне давлений от 60 до 119,7 кПа (в чистом воздухе и ПГС), в диапазоне относительной влажности от 30 до 100% при температуре 35 °C (без конденсации влаги), не более, объёмная доля, %

- в диапазоне измерений (0-2,5) % $\pm 0,2$
- в диапазоне измерений (5-100) % $\pm 6,0$

1.1.4 Пределы допускаемого изменения выходного сигнала датчика ТХ6363 за 1 месяц, доля от пределов допускаемой основной погрешности 0,5

1.1.5 Пределы допускаемой дополнительной погрешности датчика ТХ6363 от изменения:

- температуры окружающей среды в пределах рабочих условий эксплуатации относительно нормальных условий эксплуатации 20°C, доля от пределов допускаемой основной погрешности 0,5

- влажности окружающей среды в пределах рабочих условий эксплуатации относительно влажности при определении основной погрешности, доля от пределов допускаемой основной погрешности 0,5

- атмосферного давления в пределах рабочих условий эксплуатации относительно нормальных условий эксплуатации 101,3 кПа, доля от пределов допускаемой основной погрешности 1,0

1.1.6 Время непрерывной работы ДМС 03 без корректировки показаний, сут, не менее 30

1.2 Измерительный канал дозрывоопасных концентраций метана в воздухе технологических помещений

1.2.1 Диапазоны измерений и пределы допускаемой основной погрешности измерительного канала приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Измерительный канал дозрывоопасных концентраций метана в воздухе технологических помещений

Датчик (первичный измерительный преобразователь)	Определяемый компонент	Диапазон показаний содержания определяемого компонента	Диапазон измерений содержания определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности	Предел допускаемого времени установления показаний ($T_{0,9}$), с ¹⁾
OLCT 100XP	метан	От 0 до 100 % НКПР	От 0 до 50 % от НКПР	$\pm 5\%$ от НКПР	20
СГОЭС-М11	метан	От 0 до 100 % НКПР	От 0 до 100 % НКПР / от 0 до 4,4 % от объёмной доли	$\pm 5\%$ НКПР (в диапазоне от 0 до 50% НКПР); $\pm 10\%$ отн. (в диапазоне св. 50 до 100% НКПР)	20
Примечание: ¹⁾ Указано $T_{0,9}$ первичного измерительного преобразователя без учета времени задержки канала передачи и отображения информации					

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

1.2.3 Пределы дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды в рабочих условиях на каждые 10°C, в долях от предела допускаемой основной погрешности:

- OLCT 100XP 0,3
- СГОЭС-М11 0,5

1.3 Измерительный канал объемной доли газов в МВС

1.3.1 Диапазоны измерений и пределы допускаемой основной погрешности измерительного канала приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Измерительный канал объемной доли газов в МВС

Датчик (первичный измерительный преобразователь)	Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности ¹⁾	Предел допускаемого времени установления показаний (T _{0,9}), с ²⁾
СДТГ 01	оксид углерода	От 0 до 200 млн ⁻¹	От 0 до 50 млн ⁻¹	$\pm(2+0,1 \cdot C_{\text{вх}})$ млн ⁻¹	120
СДТГ 11	кислород	От 0 до 25 %	От 0 до 25 %	$\pm(0,5+0,1 \cdot C_{\text{вх}})\%$	120
Примечания: ¹⁾ C _{вх} – объемная доля контролируемого газа на входе датчика, млн ⁻¹ или %. ²⁾ Указано T _{0,9} первичного измерительного преобразователя без учета времени задержки канала передачи и отображения информации.					

1.3.2 Пределы допускаемой вариации показаний, в долях от предела допускаемой основной погрешности 0,5

1.3.3 Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности:

- от изменения температуры окружающей среды на каждые 10°C, в долях от предела допускаемой погрешности 1,5
- от изменения относительной влажности анализируемой среды, в долях от предела допускаемой погрешности 0,5

1.3.4 Время непрерывной работы без корректировки показаний не менее, сут:

- СДТГ 01 60
- СДТГ 11 30

1.4 Измерительный канал избыточного давления

1.4.1 Верхний предел измерений датчика 415-ДИ-Ех, 415М-ДИ-Ех, кПа:

- модель 8148 100
- модель 8148-1 250

1.4.2 Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, %, от верхнего предела измерений $\pm 0,25$

1.4.3 Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности, вызванной изменением температуры окружающего воздуха в рабочем диапазоне температур, %/10°C $\pm 0,25$

1.5 Измерительный канал разрежения

1.5.1 Верхний предел измерений датчика 415-ДВ-Ех, 415М-ДВ-Ех, кПа 100

1.5.2 Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, %, от верхнего предела измерений $\pm 0,25$

1.5.3 Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности, вызванной изменением температуры окружающего воздуха в рабочем диапазоне температур, $\%/10^{\circ}\text{C}$ $\pm 0,25$

1.6 Измерительный канал абсолютного давления

1.6.1 Верхний предел измерений датчика 415-ДА-Ех, 415М-ДА-Ех, кПа 160

1.6.2 Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, %, от верхнего предела измерений $\pm 0,25$

1.6.3 Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности, вызванной изменением температуры окружающего воздуха в рабочем диапазоне температур, $\%/10^{\circ}\text{C}$ $\pm 0,25$

1.7 Измерительный канал перепада давления (расчет расхода МВС на всасывании)

1.7.1 Верхний предел измерений датчика

415-ДД-Ех, 415М-ДД-Ех, кПа 16

1.7.2 Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, % от верхнего предела измерений

415-ДД-Ех, 415М-ДД-Ех $\pm 0,25$

1.7.3 Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности, вызванной изменением температуры окружающего воздуха в рабочем диапазоне температур, $\%/10^{\circ}\text{C}$

415-ДД-Ех, 415М-ДД-Ех $\pm 0,25$.

1.8 Измерительный канал перепада давления

1.8.1 Верхний предел измерений датчика АИР-10, кПа 100

1.8.2 Диапазон входного унифицированного сигнала измерителя ИТЦ420/М4, мА от 4 до 20

1.8.3 Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, % от верхнего предела измерений

АИР-10 $\pm 0,5$

ИТЦ420/М4 $\pm (0,2+*)$,

где * - одна единица последнего разряда, выраженная в процентах от диапазона измерений.

1.8.4 Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности, вызванной изменением температуры окружающего воздуха в рабочем диапазоне температур, $\%/10^{\circ}\text{C}$

АИР-10 $\pm (0,08+0,12P_{\text{Вmax}}/P_{\text{В}})$,

где $P_{\text{Вmax}}$, $P_{\text{В}}$ – максимальный верхний предел (диапазон) измерений и верхний предел (диапазон) измерений

ИТЦ420/М4 $\pm 0,5$.

1.9 Измерительный канал температуры метановоздушной смеси, жидкости, воздуха в технологических помещениях

1.9.1 Модификация термометра сопротивления платинового ТСПТ, датчика температуры ТСПТ Ех 101, 101Н и/или 102

1.9.2 Диапазон измерений, $^{\circ}\text{C}$ от минус 100 до плюс 450

1.9.3 Температурный коэффициент α , $^{\circ}\text{C}^{-1}$ 0,00385

1.9.4 Класс допуска А

1.9.5 Допуск, $^{\circ}\text{C}$ $\pm (0,15+0,002|t|)$,

где $|t|$ - абсолютное значение температуры в $^{\circ}\text{C}$ без учета знака.

1.9.6 Рабочий диапазон температур, $^{\circ}\text{C}$ от минус 50 до плюс 150

Примечание - Рабочий диапазон температур сокращен до диапазона показаний. Выход температуры за указанные пределы является аварийной ситуацией, в которой эксплуатация системы запрещена (оборудование обесточивается).

1.9.7	Время термической реакции $\tau_{0,63}$, с, не более	
1.10	Измерительный канал температуры воздуха в помещениях системы управления	
1.10.1	Модификация термометра сопротивления платинового ТСПТ, датчика температуры ТСПТ Ex	102
1.10.2	Диапазон измерений, °C	от минус 100 до плюс 450
1.10.3	Температурный коэффициент α , °C ⁻¹	0,00385
1.10.4	Класс допуска	A
1.10.5	Допуск, °C	$\pm (0,15+0,002 t)$, где $ t $ - абсолютное значение температуры в °C без учета знака.
1.10.6	Рабочий диапазон температур, °C	от минус 50 до плюс 150
Примечание - Рабочий диапазон температур сокращен до диапазона показаний. Выход температуры за указанные пределы является аварийной ситуацией, в которой эксплуатация системы запрещена (оборудование обесточивается).		
1.10.7	Время термической реакции $\tau_{0,63}$, с, не более	20
1.11	Измерительный канал уровня жидкости в циклоне-пресепараторе	
1.11.1	Верхний предел измерений OPTIFLEX 1300C, мм	700
1.11.2	Диапазон измерений VEGAFLEX 61, мм	от 80 до 700
1.11.3	Погрешность измерений, мм	± 3
1.11.4	Разрешающая способность (OPTIFLEX), мм	± 1
1.11.5	Повторяемость измерений (OPTIFLEX), мм	± 1
1.12	Измерительный канал уровня жидкости	
1.12.1	Диапазон измерений уровнемера BLE (байпасный указатель уровня BNA с датчиком MG), мм	
	- расстояние между штуцерами 1700 мм	1700
	- расстояние между штуцерами 800 мм	800
1.12.2	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, мм	± 10
1.13	Измерительный канал расхода жидкости	
1.13.1	Пределы допускаемой погрешности по объему и по объемному расходу счетчика-расходомера ADMAG (модификации AXR):	
	- в интервале скорости потока v от 0,3 до 1 м/с	
	см/с	$\pm 0,25$
	%	$\pm (0,4+0,3/v)$
	- в интервале скорости потока v от 1 до 2 м/с, %	$\pm 0,5$
1.14	Измерительный канал расхода МВС на нагнетании	
1.14.1	Наименьший эксплуатационный расход $Q_{\min}$ датчика расхода газа DYMETIC-1223M-T для:	
	Dy 400, м ³ /ч	85
	Dy 800, м ³ /ч	340
1.14.2	Переходное значение расхода Q_{t1} для:	
	Dy 400, м ³ /ч	360
	Dy 800, м ³ /ч	1500
1.14.3	Переходное значение расхода Q_{t2} для:	
	Dy 400, м ³ /ч	270
	Dy 800, м ³ /ч	1000
1.14.4	Переходное значение расхода Q_{t3} для:	
	Dy 400, м ³ /ч	180
	Dy 800, м ³ /ч	750

- 1.14.5 Наибольший эксплуатационный расход $Q_{\max}$ для:
- | | |
|---------------------------|-------|
| Dy 400, м ³ /ч | 17500 |
| Dy 800, м ³ /ч | 68000 |
- 1.14.6 Пределы относительной погрешности измерения объема δ_V для датчика класса точности 2,5 в диапазоне:
- | | |
|-------------------------------|------|
| от $Q_{\min}$ до Q_{t3} , % | ±10 |
| от Q_{t3} до Q_{t2} , % | ±5 |
| от Q_{t2} до $Q_{\max}$ | ±2,5 |
- 1.14.7 Приведенная погрешность при измерении расхода, %, не более ± 5,0
- 1.14.8 Относительная погрешность при измерении скорости звука в измеряемой среде, %, не более ±1,0.

- 1.15 Измерительный канал расхода МВС на всасывании:
- 1.15.1 Измеритель AGA 15.15
- 1.15.1.1 Диапазон измерений скорости потока газа, V, м/с от 0,5 до 50
- 1.15.1.2 Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении скорости потока газа измерителем ΔV , м/с ± (0,1+0,015V)
- 1.15.1.3 Диапазон измерений объемного расхода газа измерителем AGA 15.15 W, м³/с от 2·10⁻³ до 200
- 1.15.1.4 Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении объемного расхода газа измерителем ΔW , м³/с ± $\Delta V \pi D^2/4$
- где D – средний диаметр трубопровода в месте установки измерителя, м.
- 1.15.2 Датчик расхода газа DYMETIC-1223M-T (см. п. 1.13)

- 1.16 Измерительный канал давления в системе пневмоуправления
- 1.16.1 Верхний предел измерений преобразователя давления измерительного А-10, МПа 1
- 1.16.2 Предел допускаемой основной приведенной погрешности, % 1
- 1.16.3 Предел допускаемой дополнительной температурной погрешности, %/10°С ±0,2

- 2 Время прогрева первичных приборов, входящих в состав системы должно быть, мин, не более:
- | | |
|--|------|
| - ДМС 03, ТХ6363, OLCT 100XP, СГОЭС-М11, СДТГ 01 | 10; |
| - СДТГ 11 | 200. |
| - остальные | 10. |

- 3 Габаритные размеры и масса первичных измерительных приборов, входящих в состав полевой части системы, не более указанных в таблице 8.

Таблица 8 – Габаритные размеры и масса

Наименование	Масса, кг	Габаритные размеры, мм		
		Высота	Ширина	Глубина
Датчик горючих газов стационарный ДМС 03	3,0	310	140	88
Датчик концентрации газов ТХ6363	0,45	248	110	63
Датчик горючих и вредных газов OLCT 100XP	1,0	133	138	84
Газоанализатор СГОЭС-М11	4,2	190	100	370
Датчик токсичных газов стационарный СДТГ	2,6	400	200	150
Датчик давления 415-ДИ-Ех, 415М-ДИ-Ех	0,4	146	35	56
Датчик давления 415-ДВ-Ех, 415М-ДВ-Ех	0,4	146	35	56
Датчик давления 415-ДА-Ех, 415М-ДА-Ех	0,5	144	44	84
Датчик давления 415-ДД-Ех, 415М-ДД-Ех	4,8	220	110	130
Преобразователь давления измерительный АИР-	0,6	121	112	35

Наименование	Масса, кг	Габаритные размеры, мм		
		Высота	Ширина	Глубина
10 Измеритель технологический цифровой ИТЦ-420/М4	0,1	70	66	63
Термометр сопротивления ТСПТ, модификация 101, 102	от 0,26 (зависит от длины мон- тажной части)	от 143	68	100
Датчик температуры ТСПТ Ех, модификация 101, 102				
Уровнемер контактный микроволновой VEGAFLEX 61	1,06	858	79	108,5
Уровнемер OPTIFLEX 1300C	8,32	1017 (317 – корпус, 700 – стержень)	175 (без учета ширины фланца)	162 (без учета ширины фланца)
Уровнемер байпасный поплавковый BLE: Байпасный указатель уровня BNA М=800 М=1700 Датчик уровня MG М=800 М=1700, где М – расстояние между центрами штуцеров	-	1125 2025 990 1890	130 130 75 75	215 215 109,5 109,5
Счетчик-расходомер электромагнитный ADMAG модификации AXR: размер 25 размер 40	3,6 4,1	253,5 273	164 164	154 154
Датчик расхода газа Dymetic-1223M-T Dy 400 Dy 800	- -	590 790	290 290	211,5 211,5
Устройство измерения скорости воздушных и газовых потоков AGA 15.15: - блок обработки и управления EVALUATOR GMA31.00.xxx - блок измерителя скорости потока ANNOVEX WGA 15.15	4 3	100 100	360 220	160 120
Преобразователь давления измерительный А-10	0,08	77	48	29

4 Электрическая мощность, потребляемая техническими средствами, входящими в состав полевой части Системы, не более указанной в таблице 9.

Таблица 9 – Потребляемая мощность технических средств Системы

Наименование технического средства	Ед. изм.	Значение, не более
Датчик горючих газов стационарный ДМС 03	мВт	540
Датчик концентрации газов ТХ6363	Вт	2,88
Датчик горючих и вредных газов OLCT 100XP	мВт	100

Наименование технического средства	Ед. изм.	Значение, не более
Газоанализатор СГОЭС-М11	ВА	5,5
Датчик токсичных газов стационарный СДТГ	мВА	250
Датчик давления 415	Вт	0,5
Датчик давления 415М	Вт	0,48
Преобразователь давления измерительный АИР-10	Вт	0,7
Измеритель технологический цифровой ИТЦ-420/М4	Вт	0,175
Уровнемер контактный микроволновой VEGAFLEX 61	Вт	0,983
Уровнемер OPTIFLEX 1300C	Вт	1
Уровнемер байпасный поплавковый BLE	Вт	0,84
Счетчик-расходомер электромагнитный AD-MAG	Вт	0,12
Датчик расхода газа Dymetic-1223М-Т	ВА	3,6
Устройство измерения скорости воздушных и газовых потоков AGA 15.15	мВт	560

5 Характеристики надежности технических средств Системы приведены в таблице 10.

Таблица 10 - Характеристики надежности

Наименование технического средства	Средняя на- работка на отказ, ч	Средний срок служ- бы, лет
Датчик горючих газов стационарный ДМС 03	10000	6 (1 год для чувстви- тельных элементов)
Датчик концентрации газов ТХ6363	24000	5
Датчик горючих и вредных газов OLCT 100XP	-	3
Газоанализатор СГОЭС-М11	35000	10
Датчик токсичных газов стационарный СДТГ	5000	5 (2 для чувстви- тельных элементов)
Датчик давления 415	100000	12
Датчик давления 415М		
Преобразователь давления измерительный АИР-10 с измерителем технологическим цифровым ИТЦ- 420/М4	125000 50000	12 12
Термометр сопротивления ТСПТ	35000	-
Датчик температуры ТСПТ Ex	-	10
Датчик расхода газа Dymetic-1223М-Т	50000	12
Преобразователь давления измерительный А-10	-	10
Барьер искробезопасности БИА-102	150000	12
Барьер искробезопасности БИ-001	150000	12
Барьер искробезопасности БИ-006-01	150000	12
Барьер искробезопасности ЛПА-042	-	12
Преобразователь 1-5мА в 4-20мА MACX MCR-UI-UI- NC	2000000	-

6 Рабочие условия эксплуатации технических средств приведены в таблице 11.

Таблица 11 - Рабочие условия эксплуатации технических средств

Наименование технического средства	Характеристика			
	Диапазон темпера- туры окружающей среды, °С	Диапазон относитель- ной влажности среды, %	Диапазон ат- мосферного давления, кПа	Диапазон массовой концентрации пыли, г/м ³
ДМС-03	от минус 5 до плюс 35	до 100 при 35 °С (без конденсации вла- ги)	от 60 до 119,7	не более 1,0
ТХ6363	от минус 10 до плюс 40	от 0 до 95 (без конден- сации влаги)	от 90 до 110	-
OLCT 100XP	от минус 50 до плюс 65	от 10 до 95 (без кон- денсации влаги)	-	-
СГОЭС-М11	от минус 60 до плюс 85	до 95 при 35 °С (без конденсации влаги)	от 84 до 106,7	-
СДТГ	от минус 5 до плюс 35	от 0 до 95 при 35 °С	от 87,8 до 119,7	не более 1,0
415: 415-ДИ-Ех, 415-ДВ-Ех, 415-ДД-Ех 415-ДА-Ех	от минус 30 до плюс 50 от минус 40 до плюс 80	до 95 при 35 °С и ни- же (без конденсации влаги)	от 84 до 106,7	-
415М: 415М-ДИ-Ех, 415М-ДВ-Ех, 415М-ДД-Ех 415М-ДА-Ех	от минус 30 до плюс 50 от минус 40 до плюс 80	до 95 при 35 °С и ни- же (без конденсации влаги)	от 84 до 106,7	-
АИР-10 ИТЦ-420/М4	от минус 60 до плюс 80 от минус 25 до плюс 70	-	-	-
ТСПТ	от минус 40 до плюс 50	95 при 35 °С (без кон- денсации влаги)	от 84 до 106,7	-
ТСПТ Ех	от минус 60 до плюс 85	не более 98	-	-
VEGAFLEX 61	от минус 40 до плюс 80	-	-	-
OPTIFLEX 1300С	от минус 40 до плюс 80	-	-	-
BLE	от минус 40 до плюс 60 (для ВНА от 0 до плюс 30)	-	-	-
ADMAG AXR	от минус 40 до плюс 55	от 0 до 100	-	-

Наименование технического средства	Характеристика			
	Диапазон темпера- туры окружающей среды, °С	Диапазон относитель- ной влажности среды, %	Диапазон ат- мосферного давления, кПа	Диапазон массовой концентрации пыли, г/м ³
Dymetic- 1223M-T	от минус 45 до плюс 50	до 100	-	-
AGA 15.15	от минус 20 до плюс 60	до 99 (без конденсации вла- ги)		-
A-10	от 0 до плюс 80	-	-	-
БИА-102	от плюс 5 до плюс 60	до 80 при 35 °С (без конденсации влаги)	-	-
БИ-001	от плюс 5 до плюс 60	до 80 при 35 °С (без конденсации влаги)	-	-
БИ-006-01	от плюс 5 до плюс 60	до 80 при 35 °С (без конденсации влаги)	-	-
ЛПА-042	от минус 40 до плюс 70	до 100 при 30 °С	от 84 до 106,7	-
MACX MCR- UI-UI-NC	от минус 20 до плюс 70	до 90 при 25 °С (без конденсации влаги)	-	-
6ES7134- 4GB01-0AB0	от 0 до плюс 40	от 15 до 95 (без кон- денсации влаги)	от 84 до 106,0	-
6ES7134- 4JB50-0AB0	от 0 до плюс 40	от 15 до 95 (без кон- денсации влаги)	от 84 до 106,0	-

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульный лист Руководства по эксплуатации и на табличку с информацией об оборудовании и производителе, крепящуюся к шкафу управления (главному пульту).

Комплектность средства измерений

Комплект технических средств Системы включает в себя устройства, перечисленные в таблице 12.

Таблица 12 - Комплект технических средств Системы

Наименование	Ед. изм.	Количество
Датчики, указанные в Таблице 3 настоящего Описания типа	шт.	определяется техни- ческим проектом для конкретного заказчика
Удаленная станция ПЛК	шт.	
Станция визуализации и управления	шт.	
Системы управления дегазационной установкой автоматизированные АСУ ДУ. Руководство по эксплуатации» АСУ ДУ.00.000РЭ	экз.	1
Системы управления дегазационной установкой автоматизированные АСУ ДУ. Паспорт» АСУ ДУ.00.000ПС	экз.	1
МП-242-1829-2014 «Системы управления дегазационной установкой автоматизированные АСУ ДУ. Методика поверки»	экз.	1
Примечание – Приведен базовый комплект поставки. Комплект поставки каждого конкретного образца системы определяется техническим проектом на систему.		

Поверка

осуществляется по документу:

- МП-242-1829-2014 «Системы управления дегазационной установкой автоматизированные АСУ ДУ. Методика поверки», разработанная и утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 26.11.2014 г.;

Основные средства поверки:

- калибратор напряжения и тока искробезопасный КНТИ-40.00.00 по ТУ 314879-004-17282729-05;

- калибратор процессов документирующий Fluke 753 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 49876-12).

При проведении поверки используются также эталонные и вспомогательные средства поверки, указанные в нормативных документах на поверку датчиков ДМС 03, ТХ6363, OLCT 100 ХР, СГОЭС-М11, СДТГ, 415-ДИ-Ех; 415-ДВ-Ех; 415-ДА-Ех; 415-ДД-Ех; 415М-ДИ-Ех; 415М-ДВ-Ех; 415М-ДА-Ех; 415М-ДД-Ех; АИР-10; ТСПТ, ТСПТ Ех, VEGAFLEX 61; OPTIFLEX 1300С; BLE; ADMAG; AGA 15.15; Dymetic-1223М-Т; А-10.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методики проведения измерений приведены в документе «Системы управления дегазационной установкой автоматизированные АСУ ДУ. Руководство по эксплуатации» АСУ ДУ.00.000РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системам управления дегазационной установкой автоматизированным АСУ ДУ

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 52350.29-1-2010 Взрывоопасные среды. Часть 29-1. Газоанализаторы. Общие технические требования и методы испытаний газоанализаторов горючих газов.

4) ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем.

5) ГОСТ Р 8.654-2009 Государственная система обеспечения единства измерений.. Требования к программному обеспечению средств измерений.

6) ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия.

7) ГОСТ 8.578-2008 Государственная система обеспечения единства измерений.. Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых средах.

8) ГОСТ 8.542-86 Государственная система обеспечения единства измерений.. Государственный специальный эталон и государственная поверочная схема для средств измерений скорости воздушного потока.

9) ГОСТ Р 8.802-2012 Государственная система обеспечения единства измерений.. Государственная поверочная схема для средств измерений избыточного давления до 250 МПа.

10) ГОСТ Р 8.840-2013 Государственная система обеспечения единства измерений.. Государственная поверочная схема для средств измерений абсолютного давления в диапазоне 1 - 1·10 в шестой степени Па.

11) ГОСТ 8.187-76 Государственная система обеспечения единства измерений.. Государственный специальный эталон и общесоюзная поверочная схема измерений разности давлений до 4·10⁴ Па.

12) ГОСТ 8.558-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры

13) ТУ 3148-003-62500954-2012. Системы управления дегазационной установкой авто-

материзованные АСУ ДУ. Технические условия.

Изготовитель

ООО «НПП «Завод МДУ», ИНН 4218105785.

Юридический адрес: 649006, Республика Алтай, г. Горно-Алтайск, проспект Коммунистический д. 76, офис 303.

Адрес производства: 654031, г. Новокузнецк, ш. Северное, 8, тел. (3843) 991-991.

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

Испытательный центр

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

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19, тел.: (812) 251-76-01,

факс: (812) 713-01-14, e-mail: info@vniim.ru, <http://www.vniim.ru>,

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30001-10 от 20.12.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

«____» _____ 2015 г.