

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ИнжКомПроект»



ИСО 9001

Член Ассоциации «Саморегулируемая организация Гильдия архитекторов и проектировщиков» (ГАП СРО)

«Реконструкция газгольдеров ЛОС»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6 «Технологические решения»

222/П/ИП-2022-ИОС6.3

**Автоматизированная система управления технологическими
процессами**

Том 6.3

Москва 2022

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ИнжКомПроект»



ИСО 9001

Член Ассоциации «Саморегулируемая организация Гильдия архитекторов и проектировщиков» (ГАП СРО)

«Реконструкция газгольдеров ЛОС»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6 «Технологические решения»

222/П/ИП-2022-ИОС6.3

**Автоматизированная система управления технологическими
процессами**

Том 6.3

Директор

ГИП



С.А. Захарова

А.А. Шлыков
05.12.2022г.

Москва 2022

Содержание

Обозначение	Наименование	Примечание
222/П/ИП-2022-ИОС6.3-С	Содержание	Стр. 2-3
	Состав проекта	См. том 1.2
222/П/ИП-2022-ИОС6.3-ПЗ	Пояснительная записка	Стр. 4-17
	Чертежи	
222/П/ИП-2022-ИОС6.3-л.1	Схема структурная	Стр. 18
222/П/ИП-2022-ИОС6.3-л.2	Газгольдер. Схема функциональная	Стр. 19
222/П/ИП-2022-ИОС6.3-л.3	Аварийная вентиляция. Схема функциональная	Стр. 20
222/П/ИП-2022-ИОС6.3-л.4	Подогрев воды. Схема функциональная	Стр. 21
222/П/ИП-2022-ИОС6.3-л.5	План расположения оборудования	Стр. 22
222/П/ИП-2022-ИОС6.3.СС	Список сигналов	Стр. 23-28
222/П/ИП-2022-ИОС6.3.С1	Спецификация на оборудование и кабельную продукцию	Стр. 29-33
	Технические требования к газоанализатору	Стр. 34-36

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						222/П/ИП-2022-ИОС6.3-С		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Содержание		
Норм.контр.	Захарова				12.22			
Исполнитель	Максутов				12.22			
Проверил	Рыбина				12.22			
ГИП	Шлыков				12.22			
						Стадия П		
						Лист 1		
						Листов 2		
						ООО "ИнжКомПроект"		

Настоящая проектная документация разработана в соответствии с техническими регламентами, государственными нормами, правилами, стандартами, исходными данными, заданием на проектирование, а также техническими условиями и требованиями, выданными органами государственного надзора (контроля) и заинтересованными организациями при согласовании исходно-разрешительной документации; предусматривает мероприятия, обеспечивающие конструктивную надежность, взрыво-пожарную и пожарную безопасность объекта, защиту населения и устойчивую работу объекта в чрезвычайных ситуациях, защиту окружающей природной среды при его эксплуатации и отвечает требованиям Градостроительного Кодекса Российской Федерации.

Инженерно-геологические изыскания выполнены в полном объеме, соответствуют нормативным документам и достаточны для разработки проектной документации.

Главный инженер проекта: _____



А.А. Шлыков

«05» декабря 2022 г.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							222/П/ИП-2022-ИОС6.3-С	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		2

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Автоматизированная система управления технологическим процессом

Настоящим проектом в составе объекта: "Реконструкция газгольдеров ЛОС" по адресу: г. Москва, ул. 2-я Вольская, 30 (Юго-Восточный административный округ)" выполнена автоматика газгольдеров.

Основанием для разработки проектной документации являются:

- Задание на проектирование, согласованное с заказчиком,
- Данные инженерно-геологических изысканий.

Цель работы – разработать систему автоматизации работы газгольдеров по безлюдной технологии с обеспечением диспетчерского контроля в МДП ЦМ ЛОС Мосводоканал.

Повышение эффективности работы сооружений достигается за счет оперативного контроля и управления технологическим процессом и возможности точного исполнения регламента эксплуатации сооружений, обеспечиваемого средствами автоматизации.

При разработке проекта использовались следующие нормативно-технические документы:

Федеральный закон N 384-ФЗ от 30 декабря 2009 г.	Технический регламент о безопасности зданий и сооружений
Федеральный закон N 123-ФЗ от 22.07.2008	Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 08.12.2020)	О промышленной безопасности опасных производственных объектов
Постановление Правительства Российской Федерации № 87 от 16 февраля 2008г.	Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию
ГОСТ 2.702-2011	Единая система конструкторской документации.
ГОСТ Р 21.101-2020	Правила выполнения электрических схем
ГОСТ 21.208-2013	Система проектной документации для строительства.
СП 32.13330.2018	Основные требования к проектной и рабочей документации
ГОСТ Р 53790-2010	Автоматизация технологических процессов.
СП 62.13330.2011	Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах
ПУЭ изд. 6,7	Канализация. Наружные сети и сооружения
СТП-42439-02-12-14	Нетрадиционные технологии. Энергетика биоотходов.
АО «Мосводоканал»	Общие требования к биогазовым установкам
Распоряжение АО «Мосводоканал» №(01)01.04-1920/21 от 21.04.2021г.	Газораспределительные системы
	Правила устройства электроустановок
	Стандарт разработки SCADA (iFix). Правила разработки систем диспетчерского контроля и управления (баз данных, редуцирующей сигнализации, организации управления) SCADA (iFix) в АО «Мосводоканал»
	О введении в действие порогов срабатывания сигнализаторов (газоанализаторов)

Согласовано			

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	

222/П/ИП-2022-ИОС6.3-ПЗ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Норм.контр.	Захарова				12.22
Исполнитель	Максутов				12.22
Проверил	Рыбина				12.22
Пояснительная записка					
			Стадия	Лист	Листов
			П	1	14
ООО «ИнжКомПроект»					

ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Проектом предусматривается строительство трёх новых газгольдеров с камерами управления, на месте существующих. Объем каждого газгольдера – 3000 м³. Рабочее давление – не более 400 мм в.ст. или 0,004 Мпа.

Строительство объекта осуществляется без прекращения поступления сточных вод на действующие очистные сооружения. При проектировании учитывается очередность выполнения работ:

1 этап – демонтаж газгольдеров №№1,2 с камерами управления и строительство новых газгольдеров №1.1; 1.2 и камер управления №2.1, 2.2.

Строительство внутриплощадочных сетей (хозяйственно-питьевой водопровод (-В1-), производственный водопровод (-В3-), хозяйственно-бытовая канализация (-К1-), ливневая канализация (-К2-), биогазопровод (Р8).

2 этап – пуск в эксплуатацию газгольдеров №1.1; 1.2, демонтаж газгольдера №3. Строительство газгольдера 1.3 и камеры управления №2.3

Давление биогаза в газгольдере создается собственным весом колокола и весом добавочных грузов: чугунных и бетонных. Расположение грузов и величины необходимых догрузок для различных давлений приведены на чертежах КР1.

При подключении газгольдера по схеме «на тупик» проектом предусматривается строительство одной камеры управления для каждого газгольдера.

В холодное время года вода в резервуаре подогревается паром. Проект обогрева резервуара разработан в части раздела ОВ.

Для предотвращения замерзания конденсата в холодное время года при надземной прокладке биогазопровода предусматривается электроподогрев трубопровода по всей протяженности.

При нижнем положении колокол опирается на специальные подставки, приваренные к днищу.

Газгольдер, мокрого типа, предназначен для хранения и стабилизации расхода и давления биогаза, поступающего от газораспределительного пункта метантенков в котельную.

Газгольдер состоит из надземного резервуара для воды, диаметром 20,9 м, подвижного звена-колокола, диаметром 19,9 м, камеры управления габаритами 11,2 х 6,7 м.

Для вертикального перемещения подвижного звена-колокола, газгольдер имеет систему внешних и внутренних направляющих.

Газгольдер (1.1; 1.2; 1.3) запроектирован по схеме подключения «на тупик» с трубой сброса избыточного биогаза в атмосферу. Сброс избыточного биогаза в атмосферу осуществляется автоматически, через клапан в клапанной коробке (Р8.7.1-3), соединенный подъемным устройством (Р8.8.1-3) с колоколом.

При достижении колоколом положения «максимум» +19.790, он через подъемное устройство (Р8.8.1-3) открывает клапан в клапанной коробке (Р8.7.1- 3), расположенной в камере управления (2.1; 2.2; 2.3), и избыточный газ сбрасывается через трубу сброса газа (Р8.6.1-3) в атмосферу.

В рабочем положении колокола в газгольдере, клапан в клапанной коробке (Р8.7.1-3) гидравлически отключен от газовой среды.

На период ремонта для отключения газгольдера от межцеховых биогазопроводов служит дисковый затвор с редуктором (Р8.1.1-3), расположенный на биогазопроводе в камере управления (2.1; 2.2; 2.3).

В самой низкой точке биогазопровода (в камере управления (2.1; 2.2; 2.3) предусмотрен трубопровод (-Т9-) для сбора и отвода конденсата. Для предотвращения попадания биогаза в канализацию, на трубопроводе конденсата предусматривается гидрозатвор. Слив конденсата осуществляется в хозяйственно-бытовую канализацию.

Для заполнения резервуара водой используется производственный водопровод (-В3-). Для заполнения клапанной коробки – хозяйственно питьевой водопровод (-В1-).

Для предотвращения переполнения резервуара предусмотрено устройство переливного кармана в верхнем поясе газгольдера. Перелив (-К7-) предусмотрен в хозяйственно-бытовую канализацию.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	222/П/ИП-2022-ИОС6.3-ПЗ			2

Для опорожнения резервуара предусмотрен трубопровод (-КЗ-) с задвижкой (КЗ.1.1-3) в нижней части резервуара. Опорожнение предусмотрено в хозяйственно-бытовую канализацию.

На крыше колокола предусмотрено перепускное устройство, которое состоит из кожуха-колпака, перепускной трубы с дисковым затвором (Р8.4.1-3) и продувочной трубы, расположенной на перепускной трубе, с дисковым затвором (Р8.3.1-3). Устройство служит для гидравлического отключения газового стояка от сферической части колокола при его крайнем нижнем положении, продувки газового стояка и перепуска биогаза из газового стояка в сферическую часть колокола в начальный момент его подъема. При эксплуатации газгольдера дисковые затворы перепускных устройств на кровле колокола должны быть закрыты. Дисковый затвор перепускной трубы должен быть открыт только в момент первоначального наполнения газгольдера. При спуске воды из резервуара газгольдера, а также, если газгольдер не содержит газ, дисковый затвор и крышка на центральной трубе должны находиться в открытом состоянии, так как в этом случае под колоколом будет образовываться вакуум, что приведет к повреждению колокола.

Центральная продувочная труба с дисковым затвором (Р8.5.1-3), расположенная в центре крыши колокола, предназначена для выпуска биогаза из газгольдера при его продувке и для соединения газового пространства колокола с атмосферой при опорожнении газгольдера.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ.

Объект управления представляет собой газгольдеры 3шт. (на месте существующих) ёмкостью 6000 м³ каждый и камер газового ввода (пристройка газгольдера).

В состав ШУ АСУ каждого газгольдера входят шкаф контроля и сигнализации ШКИС, шкаф управления аварийной вентиляцией ШУАВ, шкаф учёта тепловой энергии ШУТЭ и набор приборов КИПИА. Шкаф ШКИС оснащается ПЛК 210. ШКИС выполняет функции диспетчеризации и мониторинга параметров работы газгольдера: температура и уровень водяной подушки, давление биогаза под колоколом, высота колокола над водяной подушкой (возможен математический расчёт объёма биогаза в газгольдере), температура воздуха в помещениях категории А.

Управление уровнем воды в подушке осуществляется оператором вручную с помощью ручных задвижек на заливе и сливе воды, управление температурой воды в подушке осуществляется автоматически. ШКИС выполняет функцию контроля и сигнализации концентрации опасных газов в точках: камера газового ввода-1шт., коридор газгольдера-2шт.

Шкаф ШКИС в автоматическом режиме обеспечивает следующие функции:

Контроль и отображение уровня и температуры водяной подушки (УЗ- уровнемер и датчик температуры);

- Контроль и отображения давления биогаза под колоколом (датчик давления). Давление измеряется в трубе подачи газа в коридоре газгольдера, оно равно давлению под куполом при незначительном падении давления в трубе, при необходимости сделать точный замер нужно временно перекрыть задвижку подачи газа;
- Контроль и отображение уровня колокола над водой (лазерный уровнемер);
- Контроль и отображение температуры воды подаваемой из парового эжектора в газгольдер для подогрева водяной подушки (датчик температуры);
- Индикация температуры воздуха в помещениях камеры газового ввода и в коридоре газгольдера (датчики температуры);
- Контроль содержания сероводорода, кислорода и метана в камере газового ввода и в коридоре газгольдера;
- Автоматическое включение аварийной вентиляции при превышении порога загазованности т.е. выдачу сигнала ПУСК аварийного вентилятора в помещении газового ввода в ШУАВ, предусмотрен 1 ручной пульт управления аварийной вентиляцией(приточная) при входе в эту камеру;
- отображение контрольно-предупредительной индикации о загазованности, предельных уровнях и опасности замерзания воды в подушке на лицевой панели шкафа, ручное управление клапаном подачи пара на подогрев водяной подушки.

222/П/ИП-2022-ИОС6.3-ПЗ

Лист

3

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

- Управление температурой воды в подушке автоматизировано. Температура воды контролируется по датчику температуры, подача пара на нагрев регулируется клапаном с позиционером от ПЛК ШКИС.

Шкаф ШУАВ (типовой шкаф автоматизации систем приточно-вытяжной вентиляции типа SmartHVAC) в автоматическом режиме обеспечивает следующие функции управления аварийной вентиляцией:

- Пуск/Стоп аварийного вентилятора П1 основной/П1р резервный (приточный) в камере газового ввода и контроль его исправности по датчику перепада. В случае поступления дискретного сигнала ПОЖАР от ОПС работа вентилятора блокируется;
- Обмен дискретными сигналами с ШКИС и АСУ верхнего уровня об исправности вентилятора и режимах работы.

В коридоре газгольдера (помещение кат.А) принудительная вентиляция не предусмотрена, поэтому нет и пультов включения аварийной вентиляции. Сигнализация ГАЗЫ! в коридоре газгольдера предусмотрена 2шт. что позволяет обнаружить утечку газов из под купола или из подающего трубопровода газгольдера.

Шкаф ШУТЭ содержит теплосчётчик СПТ962 в комплекте с расходомером пара (датчик температуры интегрирован в расходомер) и датчиком давления пара. Теплосчётчик по интерфейсу Ethernet связан с ПЛК в ШКИС и передаёт в ПЛК ШКИС данные о расходе, давлении пара, тепловой мощности и др. Значения расхода пара отображаются на индикаторе теплосчётчика, на экране АРМ оператора. По общей сети Ethernet ЛОС (через модуль АДС99) возможен удалённый доступ к тепловычислителю для считывания архивов/отчётов с использованием бесплатной программы ПРОЛОГ, предоставляемой производителем тепловычислителя для формирования отчётов о теплоснабжении. В ШУТЭ предусмотрен ИБП для питания тепловычислителя и датчиков.

Приборы КИПИА, установленные в зонах кат.А имеют взрывобезопасное исполнение. Лазерный уровнемер, установленный на улице на отм. +26100мм не взрывобезопасного исполнения. ШКИС и ШУАВ установлены в помещении электрощитовой (кат.В3), ШУТЭ с комплектом датчиков узла учёта пара в помещении теплового пункта в пристройке (кат.Д) т.е. расположены в взрыво безопасной зоне.

Проектируемая система управления (АСУ ТП) является одной из подсистем автоматизированной системы диспетчерского контроля и управления водоснабжением г.Москвы (АСДКУВ).

Оборудование и программные средства, используемые в данном проекте, совместимы с оборудованием, принятым в эксплуатацию в АО «Мосводоканал».

Решения по комплексу технических средств

АСУ газгольдеров интегрируется с АСУТП метантенков ЛОС.

Проектируется новый шкаф сервера ШС НЛОС в диспетчерской НЛОС для SCADA газгольдеров. Связь проектир. ШС НЛОС с ШКИС газгольдера осуществляется по ВОЛС Ethernet ЛОС. Связь ШКИС-ов газгольдеров с ВОЛС Ethernet ЛОС проектируется через коммутатор (добавляется при наличии места или заменяется на новый) в сущ. шкафу сервера МДП ЦМ ЛОС (требуется мин. 5 линий SC-Duplex OM2, доустанавливается новый оптич.кросс 19"). Связь ШКИС-ов газгольдеров №1, №2 и №3 между собой осуществляется по ВОЛС.

В состав системы входят следующие технические средства автоматизации:

- Проектируемый АРМ оператора газгольдера в МДП ЦМ ЛОС;
- ПЛК 210 в ШКИС, обеспечивающий прием и обработку необходимого количества сигналов входов-выходов;
- ПЛК в ШУАВ, обеспечивающий управление аварийной вентиляцией;
- Теплосчётчик в ШУТЭ, обеспечивающий также и контроль расхода пара на подогрев водяной подушки;
- приборы КИПиА;
- основное технологическое оборудование.

Линии связи оснащены средствами защиты от помех и наводок и барьерами искробезопасности.

ШКИС содержит в составе ИБП.

222/П/ИП-2022-ИОС6.3-ПЗ

Лист

4

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Линии подключения аналоговых сигналов выполняются экранированным кабелем с медными жилами.

Дискретные и аналоговые входы/выходы имеют гальваническую развязку.

По принципу построения АСУТП является распределенной системой управления.

Сигнализация загазованности.

В газгольдере осуществляется непрерывный контроль концентрации метана, сероводорода и кислорода.

Установка датчиков газоанализатора предусмотрена на высоте: H₂S - 0,5 метра от пола, O₂ - 1,5 метра от пола, CH₄ - 0,5 метра от потолка. При высоте потолка 11 метров (более 3 метров) для обслуживания газоанализаторов на CH₄ в коридоре газгольдера предусмотрены площадки для обслуживания.

Комплект датчиков: датчик сероводорода, датчик метана, датчик кислорода.

В помещении газового ввода в пристройке площадью 24м² установлен 1 комплект датчиков газов и 1 элемент световой и звуковой сигнализации.

Площадь рабочего пространства коридора газгольдера=3,14х(15,82- 13,72)=195 м². Исходя из площади и формы коридора, в нём установлены 2 комплекта датчиков и 2 элемента сигнализации. 1 комплект над трубой ввода газа, 2-й комплект симметрично в противоположной части коридора газгольдера.

При превышении заданного порога любого из газов срабатывает реле на соответствующем блоке питания БПС-21МЗ, установленном в ШКИС и сигнал поступает модуль сбора данных КСД-Р, с которого передается в ШУАВ для пуска аварийной вентиляции (в случае загазованности камеры газового ввода), одновременно включается звуковая сигнализация и зажигается транспарант «ГАЗ!». Пороги необходимо выставить на этапе проведения пусконаладочных работ в соответствии с утвержденным документом АО «Мосводоканал».

Приборы ДАК-132 искробезопасного исполнения с питанием от БПС-21МЗ-Ех. Обеспечение искробезопасности ДАХ-М-05 см. в Приложении.

Решения по структуре системы

Рассматриваемая система управления организована как единая автоматизированная система управления, охватывающая весь технологический объект. Верхний уровень, уровень автоматизированного контроля и управления состоит из АРМ оператора газгольдера в МДП ЦМ ЛОС, АРМ диспетчера ЛОС и сервера газгольдеров в диспетчерской НЛОС; нижний уровень, уровень локального контроля и управления, реализован в шкафу ШКИС.

Уровень автоматизированного контроля и управления (второй уровень АСУ) обеспечивает взаимодействие оперативного персонала с технологическим процессом путем контроля работы технологического оборудования.

Режимы функционирования и диагностирование АС

Режим функционирования автоматизированной системы управления круглосуточный. По степени надежности обеспечения электроснабжения электроустановки относятся к электропотребителям I категории.

Интеллектуальные устройства управления, входящие в состав полевого уровня, оснащены встроенной системой самодиагностики.

На уровне локального управления диагностирование состояния АС обеспечивается средствами специализированного программного обеспечения, которое автоматически проводит тестирование работоспособности всех измерительных приборов и исполнительных механизмов.

На уровне автоматизированного контроля и управления диагностирование АС осуществляется средствами SCADA-системы, которая обеспечивает функции автоматизированной технологической, системной и аварийной сигнализации.

Решения по организационному обеспечению

Эксплуатация АСУТП проводится силами существующего эксплуатационного персонала. Повышение квалификации работников предусматривается за счет проведения обучения на стадии пуско-наладочных работ при внедрении АСУ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Режим функционирования автоматизированной системы управления круглосуточный. По степени надежности обеспечения электроснабжения электроустановки относятся к электропотребителям I категории.	
									Интеллектуальные устройства управления, входящие в состав полевого уровня, оснащены встроенной системой самодиагностики.	
На уровне локального управления диагностирование состояния АС обеспечивается средствами специализированного программного обеспечения, которое автоматически проводит тестирование работоспособности всех измерительных приборов и исполнительных механизмов.										
На уровне автоматизированного контроля и управления диагностирование АС осуществляется средствами SCADA-системы, которая обеспечивает функции автоматизированной технологической, системной и аварийной сигнализации.										
<u>Решения по организационному обеспечению</u>										
Эксплуатация АСУТП проводится силами существующего эксплуатационного персонала. Повышение квалификации работников предусматривается за счет проведения обучения на стадии пуско-наладочных работ при внедрении АСУ.										
						222/П/ИП-2022-ИОС6.3-ПЗ				Лист
										5

Увеличения численности оперативного персонала, связанного с внедрением АСУТП, не требуется.

Характеристики автоматизированной системы

Состав функций и задач АСУТП

Автоматизированная система управления выполняют следующие функции:

- контроль и отображение информации о состоянии управляемого объекта;
- аварийная сигнализация и сообщения об отказах;
- автоматизированное управление;
- архивирование параметров технологических процессов.
- регистрация и учет времени работы основного оборудования и насосных агрегатов с записью параметров их работы;
- анализ текущей работы основного оборудования;
- логический анализ неисправности приборов;
- регистрация и хранение в базе данных всех контролируемых параметров;
- ведение графиков динамики изменения всех контролируемых параметров.

Верхний уровень АСУТП

Сервер АСУ газгольдеров установлен в проектируемом серверном шкафу АСУ в диспетчерской НЛОС. Связь с ЦДУ АО «Мосводоканал» осуществляется по существующей сети ВОЛС предприятия.

Режимы Функционирования АСУ ТП

Предполагается 24-ти часовая работа сооружений и, соответственно, круглосуточная работа системы АСУТП.

Предусматриваются следующие режимы функционирования программно-аппаратных средств:

- Начальный запуск;
- Режим нормальной работы;
- Окончание работы.

В режиме начального запуска осуществляется включение питания, процедура самодиагностики и переход программно-аппаратных устройств в состояние готовности.

Затем происходит переход в режим нормальной работы.

В режим окончания работы АСУТП переходит после завершения режима нормальной работы при отключении питания.

Режим работы отдельных узлов и механизмов.

В режиме нормальной работы программно-аппаратных средств АСУТП режим работы отдельного механизма определяется положением переключателя, расположенного по месту, и заданием логического режима в системе верхнего уровня оператором, которые определяют степень доступа к механизму.

Управление газгольдером осуществляется вручную без автоматизации, кроме подогрева воды в подушке.

Режимы работы оборудования аварийной вентиляции могут быть следующими:

- местный – ключ выбора режима в положении «местный», ШУАВ работает в информационном режиме, исполнительные механизмы отключены от контроля от ШКИС и управляются по месту;
- автоматический – ключ выбора режима в положении «автоматический», при этом ШУАВ работает в информационном и автоматическом режимах.

Оборудование аварийной вентиляции управляется в местном (органы управления на двери ШУАВ) и автоматическом режимах. Контроль состояния оборудования осуществляется постоянно во всех режимах работы АСУ ТП.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №		222/П/ИП-2022-ИОС6.3-ПЗ	Лист
											6

Система контроля технологических параметров.

Для контроля технологических параметров применены:

- датчики избыточного давления DMK331 для агрессивных сред исполнения 0ExiaIICT4 с выходным сигналом 4...20mA для контроля давления в отводящих трубопроводах,
- датчики ультразвуковые УРЗ-41 взрывозащищенного исполнения для контроля уровня воды,
- Датчики-реле перепада давления dTRANS p20 Delta для контроля засоренности фильтров на вентустановках и работы вентиляторов;
- Датчики температуры TCMY-10-S-0,5 взрывозащищенного исполнения для контроля технологических параметров;
- стационарные газоанализаторы БПС-21МЗ-24-КСД с датчиками метана (ДАХ-СН4-132), кислорода (ДАХ-М-05-02-30) и сероводорода (ДАХ-М-05-Н2S-40) для контроля дозврывоопасной и предельно-допустимой концентрации многокомпонентных воздушных смесей горючих и токсичных газов и паров.

Комплекс технических средств АСУТП.

АСУТП обеспечивает:

- Автоматизированное управление технологическим процессом газгольдера;
- Управление оборудованием с операторской панели на шкафу автоматики и шкафа диспетчеризации;
- Технологическую сигнализацию с отображением основных параметров на операторской панели;
- контроль электропитания по вводам 1 и 2 с отображением состояния вводов на операторской панели;
- сигнализация АВР с отображением на операторской панели;
- Диагностику состояния основного оборудования и самой САУ;
- Архивирование информации о состоянии оборудования и основных параметров в виде журналов и графиков;
- Передачу значений параметров и состояния оборудования на SCADA-сервер ЦДУ АО «Мосводоканал» (Плетешковский пер., д.2) с круглосуточным пребыванием персонала по LTE (основной + резервный) каналам связи.

В данном проекте предусмотрен **шкаф автоматики** на базе контроллеров:

- контроллера типа ПЛК210 (шкаф управления) с ПО, совместимым с ПО верхнего уровня для шкафа автоматики,
- модулей ввода-вывода,
- панели оператора для контроля и управления технологическим процессом,

-Шкаф автоматики выполняет основные функции управления и контроля за состоянием технологического оборудования, подавая управляющие сигналы в соответствии с заложенной программой, либо по командам с удаленного рабочего места.

Шкаф автоматики располагается в электрощитовой. Магнитоконтактные датчики контролируют открытие двери шкафа автоматики (сигнал об открытии дверцы шкафа передается в контроллер АСУТП для дальнейшей передачи в ЦДУ АО «Мосводоканал»).

Для Шкафа автоматики требуется проведение пуско-наладочных работ.

Доступ к работам со шкафом автоматики имеется только у сотрудников с допуском к данному виду работ.

Шкаф закрыт на ключ, после производства работ ключ сдается ответственному лицу дежурной службы под роспись. Сигнал об открытии дверцы шкафа и выполнения планово-

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Шкаф автоматики выполняет основные функции управления и контроля за состоянием технологического оборудования, подавая управляющие сигналы в соответствии с заложенной программой, либо по командам с удаленного рабочего места.</p> <p>Шкаф автоматики располагается в электрощитовой. Магнитоконтактные датчики контролируют открытие двери шкафа автоматики (сигнал об открытии дверцы шкафа передается в контроллер АСУТП для дальнейшей передачи в ЦДУ АО «Мосводоканал»).</p> <p>Для Шкафа автоматики требуется проведение пуско-наладочных работ.</p> <p>Доступ к работам со шкафом автоматики имеется только у сотрудников с допуском к данному виду работ.</p> <p>Шкаф закрыт на ключ, после производства работ ключ сдается ответственному лицу дежурной службы под роспись. Сигнал об открытии дверцы шкафа и выполнения планово-</p>	Лист
										7

222/П/ИП-2022-ИОС6.3-ПЗ

предупредительных работ, либо постановки на охрану передается в ДП ЛОС и ЦДУ АО «Мосводоканал» по организованным VPN каналам связи.

Интеграция вновь вводимого объекта в систему диспетчерского контроля и управления АО «Мосводоканал» производится в соответствии с требованиями Стандарта Предприятия АО «Мосводоканал» об информационной безопасности АСУТП.

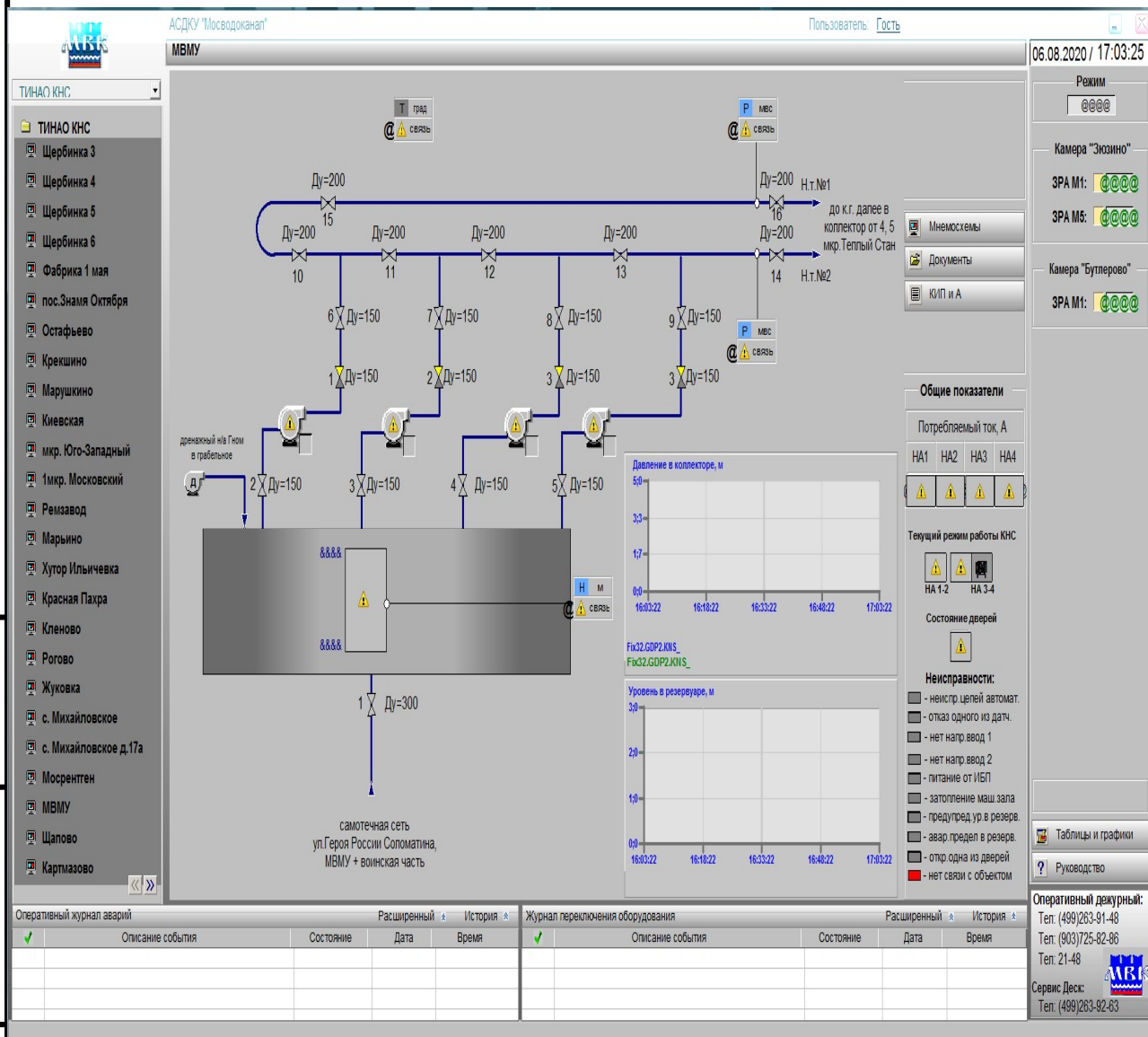
Технологическое ПО панели визуализации разрабатывается в соответствии с требованиями СТП-42439-02-12-14 АО «Мосводоканал» «СТАНДАРТ РАЗРАБОТКИ SCADA (iFix). ПРАВИЛА РАЗРАБОТКИ СИСТЕМ ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ (БАЗ ДАННЫХ, МНМОСХЕМ, АВАРИЙНОЙ И ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ, ОРГАНИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ) SCADA (iFix) В ОАО "МОСВОДОКАНАЛ"».

Кроме того,

- Программа контроллера должна быть написана в программной среде CODESYS V3.5 SP17 Patch 3 актуальной версии,

- Проект микропрограмм всего контроллерного оборудования и панели оператора должен предоставлять беспрепятственную возможность редактирования и пароли для всех защищенных разделов.

Пример мнемосхемы



Программа пуско-наладочных работ

Программа пуско-наладочных работ должна состоять из:

1. Наладка приборов и средств контроля и управления - Наладка первичных устройств получения информации о состоянии технологического процесса: датчики/приборы; модули передачи данных, подключаемые по полевой шине АСУ ТП; другие средства контроля и управления (по месту установки оборудования):

- Датчик уровня, аналоговый уровнемер,
- Датчик давления,
- Аналого-цифровой преобразователь (отдельный преобразователь сигналов от датчика),
- Цифро-аналоговый преобразователь (отдельный преобразователь сигналов управления),
- Вторичный прибор уровня,
- Вторичный прибор давления,
- Трансформатор/датчик измерения тока, напряжения,
- Прибор контроля качества воды,
- Отдельный показывающий прибор, индикатор,
- Отдельные реле в шкафу контроллера,
- Система сигнализации аварийного уровня/давления на объекте (сирена, световая или комбинированная). Система управления климатом (нагревателем, вентилятором или кондиционером шкафа автоматики),
- Блоки питания (устанавливаемые отдельным модулем в шкафах контроллера или автономные),
- Источник Бесперебойного Питания (ИБП),
- Отдельные реле и блоки в шкафу контроллера,
- Фильтры, преобразователи и нормализаторы сигналов.

2. Разработка программы контроля и управления технологическим процессом должна состоять из разработки программ контроля и управления ПЛК - Программируемого Логического Контроллера АСУ ТП (устанавливаемого автономно или в шкафу управления АСУ ТП):

- Дискретные входы контроллера (таблица сигналов проекта). Подключение дискретного сигнала к контроллеру, ввод данных в контроллер, обработка/преобразование сигнала,
- Аналоговые входы контроллера (таблица сигналов проекта). Подключение аналогового сигнала к контроллеру, ввод данных в контроллер, обработка/преобразование сигнала,
- Вторичные сигналы аварий контроллера (перечень аварийных и информационных сообщений проекта). Формирование аварийных сигналов и защит, разработка программ сигнализации, формирование аварийных и технологических сообщений,
- Дискретные выходы контроллера (таблица сигналов проекта). Формирование контура управления механизмом (насосом и т.п.) единичным сигналом по принципу включить/выключить,
- Дискретные и аналоговые выходы контроллера (таблица сигналов проекта). Формирование контура управления механизмом (приводом ЗРА и т.п.) 2 и более сигналами управления.
- Реализация алгоритмов управления оборудованием (вторичные сигналы управления/на единицу управляемого оборудования - таблица сигналов проекта). Формирование вычисляемых из первичных сигналов переменных в контроллере, их обработка и использование в аварийной сигнализации или для вывода информации. Реализация выходных контуров управления оборудованием на основании первичных сигналов и алгоритмов управления с анализом состояния оборудования.

222/П/ИП-2022-ИОС6.3-ПЗ

Лист

10

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подпись	Дата
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

Организация ввода первичных сигналов в контроллер (аналоговых, дискретных, частотных и прочих, также поступающих по цифровому интерфейсу). Проверка, обработка/преобразование и калибровка сигналов поступающих от вторичного прибора в контроллер. Разработка программ контроллера, контуров управления и сигнализации.

Формирование сигналов, сообщений. Наладка и проверка в работе во всех режимах управления технологическими процессами.

Формирование всех необходимых сигналов управления оборудованием (насос, управляемая ЗРА, и т.п.). Разработка и реализация алгоритмов управления оборудованием. Их отладка, проверка в работе во всех режимах управления технологическим процессом.

3. Разработка программы пульта местного автоматизированного управления должна состоять из разработки программ и мнемосхем контроля и управления для Сенсорной панели управления/пульта оператора (в шкафу управления АСУ ТП или устанавливаемая отдельно):

- Аварийные и информационные сообщения о состоянии оборудования (перечень аварийных и информационных сообщений проекта). Получение и вывод аварийных и технологических сообщений на основную или отдельную мнемосхему, архивирование, просмотр истории сообщений, квитирование тревог оператором,

- Сигналы контроля состояния и управления оборудованием (таблица сигналов проекта). Отображение сигналов на мнемосхеме, изменение сигналов в отдельном диалоге, передача рецептов управления в контроллер.

Разработка программ/мнемосхем системы диспетчерского контроля и управления на пульте оператора. Формирование и обработка сигналов, поступающих от контроллера и с сенсорной панели оператора. Анализ поступающих данных, формирование аварийных и технологических сообщений, запись истории сообщений оператору.

4. Подключение контроллера к серверу SCADA - организация передачи данных от контроллера к SCADA (в вышестоящую АСУ ТП):

- Коммутирующее устройство (маршрутизатор, модем и т.п.) на стороне объекта (устанавливаемое автономно или в шкафу автоматики),

- Коммутирующее устройство (маршрутизатор, модем и т.п.) на стороне SCADA в диспетчерском пункте (при передаче данных по каналам провайдера через сеть предприятия отсутствует),

Выполнить подключение и настройку устройства, организовать передачу данных по основному и по резервному (при его наличии) каналам связи с объектом. Проверка в работе.

- Сигналы контроля и управления, передаваемые между контроллером и SCADA-выполнить подготовку в контроллере по передаче сигналов в SCADA, составить таблицу адресов переменных. Настроить драйвер SCADA. Запустить, проверить в работе.

5. Разработка мнемосхем контроля и управления SCADA - разработка программ и мнемосхем контроля и управления для Сервера SCADA (устанавливаемого в серверном или диспетчерском помещении):

- Сигналы контроля состояния и управления оборудования (таблица сигналов проекта, не зависимо от количества мнемосхем). Отображение сигналов, вывод аварийных и технологических сообщений сигналов и пр. Изменение сигналов, передача рецептов управления в контроллер.

222/П/ИП-2022-ИОС6.3-ПЗ

Лист

11

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Разработка программ/мнемосхем системы диспетчерского контроля и управления SCADA, передача данных в контроллер для использования в системах автоматического регулирования. Анализ поступающих данных, формирование аварийных и технологических сообщений, запись и отображение трендов сигналов, истории сообщений и журналов действий оператора. Тестирование связи со смежными подсистемами контроля и управления. Тестирование, отладка в работе.

6. Организация периодической регистрации параметров в SCADA (ведение истории технологического процесса) - ведение истории технологических процессов, организация коллекционирования и обработки данных на сервере SCADA и запись сигналов в базу данных на Сервере истории ТП (SQL, устанавливаемого в серверном или диспетчерском помещении либо централизованно). **Сигналы параметров технологического процесса коллекционируемые в базу данных истории ТП см. таблицу сигналов проекта.**

Настройка программ автоматического сбора данных на SCADA серверах - коллекторов сигналов истории ТП. Организация их обработки, передачи и записи в базу данных. Обеспечение извлечения сигналов истории ТП в приложения пользователя. Настройка проверка в работе.

7. Комплексная проверка, приемка в эксплуатацию - установка и настройка программного обеспечения на АРМ персонала. Разработка документации. Проведение приемосдаточных испытаний:

- Настроить систему диспетчерского контроля и управления (АРМ оператора/диспетчера, управляющая - количество технологических процессов). Установка и конфигурирование программ SCADA на АРМ диспетчеров/операторов. Проверка, наладка в работе.

- Проверить технологический комплекс АСУ ТП во всех режимах контроля и работы. Сдать в эксплуатацию. Разработка исполнительной документации, паспортов, регламентов, инструкций и руководств. Проведение комплексной приемки согласно программам и методикам испытаний. Проверка всего комплекса в работе, передача в эксплуатацию.

Отладка технологического программного обеспечения проводится подрядчиком на собственных программно-аппаратных средствах в соответствии со стандартом Заказчика, с последующим переносом на платформу SCADA заказчика.

После проведения монтажных и пуско-наладочных работ подрядчик предоставляет исполнительную документацию в соответствии с требованиями АО «Мосводоканал»:

Структура и оформление документа «Паспорт Автоматизированной Системы Управления Технологическим Процессом (Паспорт АСУ ТП)» устанавливается в соответствии с ГОСТ 2.601-2006 "ЕСКД. Эксплуатационные документы", а также стандартом "Требованиями к оформлению технической документации АСУ ТП АО "Мосводоканал", определяющим дополнительные требования к составу и содержанию исполнительной документации на системы автоматизации.

В состав исполнительной документации по каждому объекту автоматизации входят следующие документы:

- 1.1. Титульный лист с подписями ответственных исполнителей и руководителей Подрядчика,
- 1.2. Лист согласований с визами принявших документацию ответственных лиц Заказчика,
- 1.3. Общие данные: содержание, данные об исполнителях, назначение и перечень функций АСУ ТП объекта, краткое описание АСУ ТП,
- 1.4. Схема структурная комплекса технических средств,

222/П/ИП-2022-ИОС6.3-ПЗ

Лист

12

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

- 1.5. Спецификация технических средств и ПО,
- 1.6. Схема автоматизации функциональная,
- 1.7. План расположения оборудования и кабельных трасс,
- 1.8. Паспорта шкафов автоматизации, включая:

- титульный лист,
- общая информация производителя шкафа,
- спецификация комплектующих изделий шкафа автоматизации,
- схема электрическая принципиальная шкафа (полный комплект),
- схема монтажная – расположение комплектующих в шкафу,
- чертеж внешнего вида,
- схемы соединений и подключений (внутренних и внешних) с маркировкой,
- краткое описание, включая описание алгоритмов работы контроллеров и других интеллектуальных устройств шкафа автоматики (описание алгоритмов выполнять для каждого управляющего автономного блока программы в виде стандартной блок-схемы алгоритма, текстового описания и временной диаграммы работы алгоритма),
- электронные копии программного обеспечения контроллеров оператора в виде файлов, позволяющих работать в среде разработки актуальной версии (указать версию среды разработки и требования по совместимости ПО),
- таблица сигналов контроллера (входящие от оборудования приборов и исходящие на SCADA) (при наличии контроллера),
- инструкция по техническому обслуживанию шкафа (для инженера эксплуатации АСУ ТП), в инструкции указать также требования к квалификации и обучению персонала,
- инструкция пользователя (для оператора на объекте, при наличии органов индикации и управления шкафа),
- гарантийные обязательства производителя шкафа,
- лицензии ПО, сертификаты, паспорта комплектующих и др. приложения (при их наличии),
- копии протоколов проверки сигналов шкафа, актов приемки и др.

После ПНР заказчику должны быть переданы проекты микропрограмм всего контрольного оборудования и панели оператора с беспрепятственной возможностью редактирования, без защиты от выгрузки, с полноценными комментариями.

- 1.9. Кабельный журнал,
- 1.10. Таблицы сигналов и сообщений,
- 1.11. Схемы соединений и подключений внешних проводок,
- 1.12. Ведомость смонтированного оборудования,
- 1.13. Перечень смежных систем автоматизации,
- 1.14. Регламент технического обслуживания – периодичность и состав работ по всему перечню оборудования в составе системы АСУ ТП объекта,

1.15. Руководство пользователя (для всех АРМ диспетчеров и операторов SCADA) в соответствии с разделом "Требования к руководству пользователя АСУ ТП".

1.16. Приложения:

- Гарантийные обязательства с указанием объема, сроков, условий и порядка их предоставления исполнителя и производителей оборудования по всему перечню шкафов, оборудования и ПО в составе системы АСУ ТП объекта;
- Паспорта на средства измерения с отметкой о первичной метрологической поверке (аттестации) на все установленные средства измерения;
- Паспорта, сертификаты, инструкции по техническому обслуживанию и эксплуатации пользователя, протоколы калибровки, и т.п. документацию производителей и поставщиков на оборудование, датчики, приборы;
- Документация, подтверждающая окончание выполнения строительных, строительно-монтажных, пуско-наладочных работ с указанием количества и протяженности кабельных трасс, типа и мест установки шкафов, кабелей и оборудования, мест и схем установки

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	222/П/ИП-2022-ИОС6.3-ПЗ	Лист
										13

первичных датчиков в соответствии с действующими государственными и ведомственными нормативными требованиями,

- Комплект документации производителя средств разработки программного обеспечения на русском языке (при наличии такого требования в техническом задании или проекте),
- Копии актов приемки и сдачи объекта в эксплуатацию, протоколы испытаний.

Исполнительная документация должна быть передана Заказчику не менее чем в двух экземплярах, оформленная и подписанная Исполнителем. Масштабные чертежи и схемы необходимо прикладывать отдельно в формате, допускающем свободный просмотр и редактирование документа. Исполнительная документация должна быть передана в двух экземплярах в электронном виде на USB 2.x носителе, в форматах: "pdf" – каждый том документации проекта в одном файле, а также, отдельно, в редактируемых форматах, принятых как стандартные в АО "Мосводоканал" (схемы в MS Visio, чертежи в AutoCAD, таблицы в MS Excel, текст в MS Word).

Кабельные связи

Кабельные связи между блоками управления задвижками выполнены кабелями типа КИПвЭП(А)-LS для шины ModBus RTU.

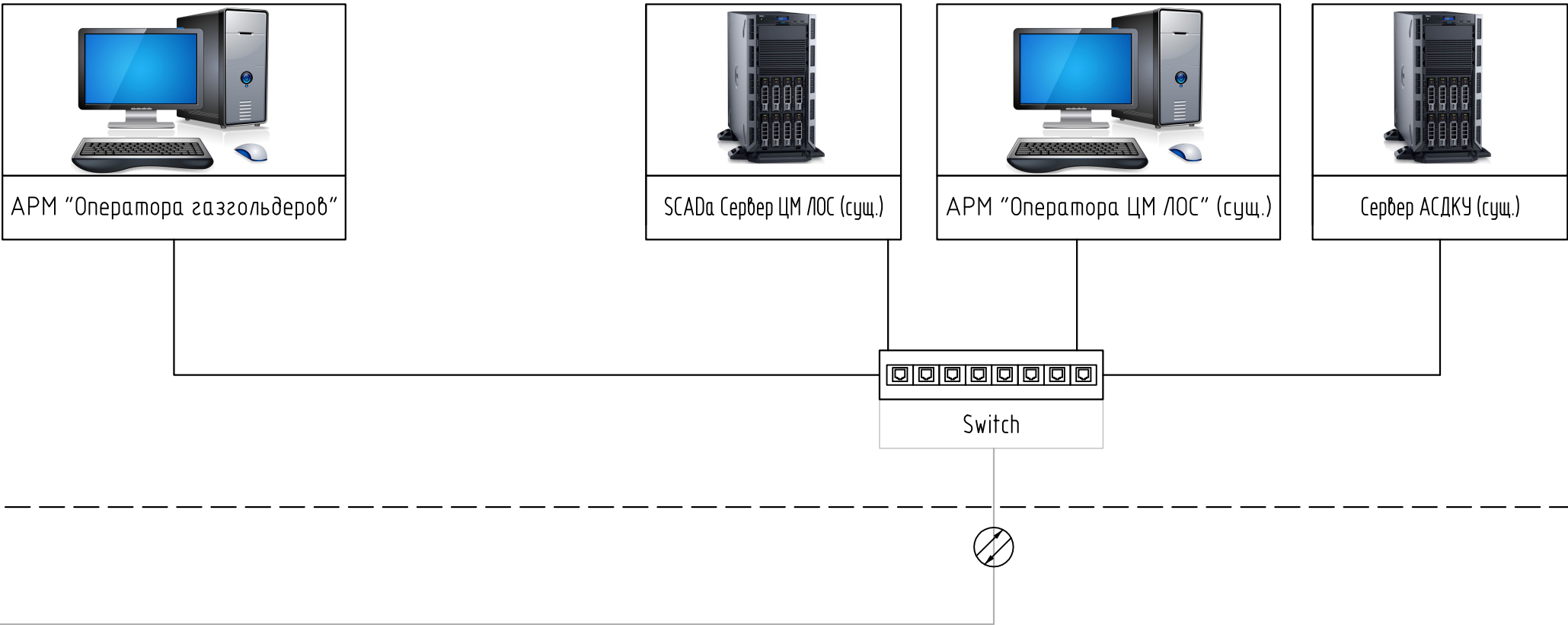
Кабельные связи между остальным технологическим оборудованием АСУТП выполнены контрольным кабелем типа КВВГ(Э)нг(А)-LS.

В насосной станции прокладка кабелей осуществляется в трубе гофрированной ПВХ Ду20 и металлическом лотке. От камеры переключений до КНС прокладка кабелей осуществляется в земле в ПНД/ПВД двухстенной гибкой трубе Ду63.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					222/П/ИП-2022-ИОС6.3-ПЗ	Лист
								14
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

Цех метантенков ЛОС

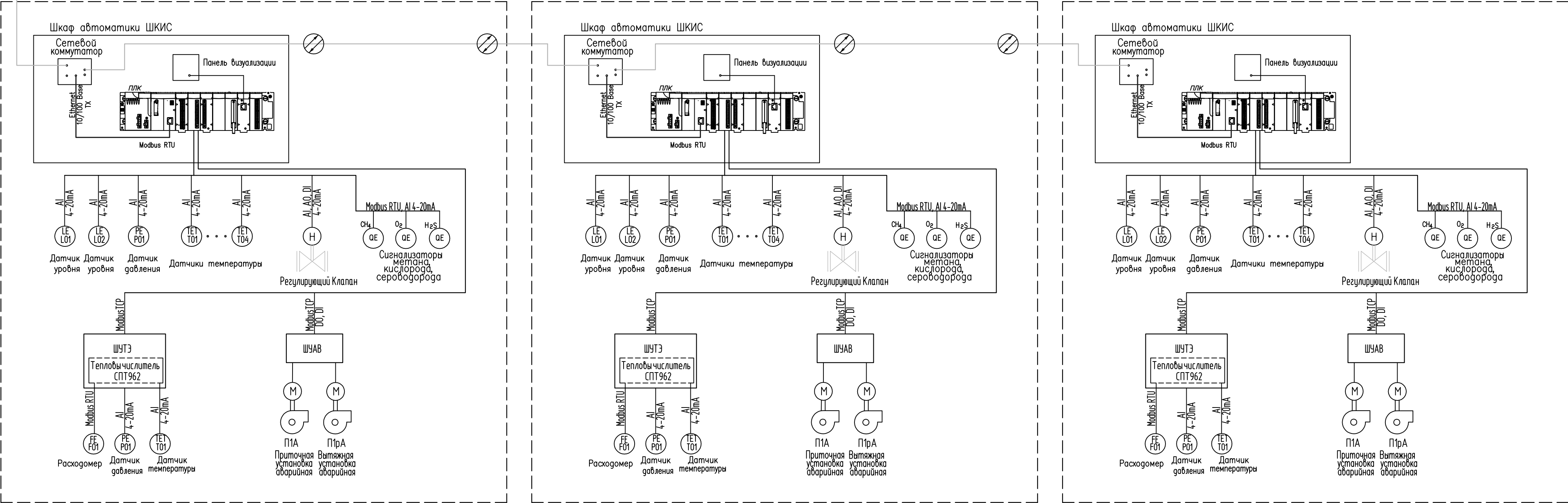
Местный диспетчерский пункт



Газгольдер №1

Газгольдер №2

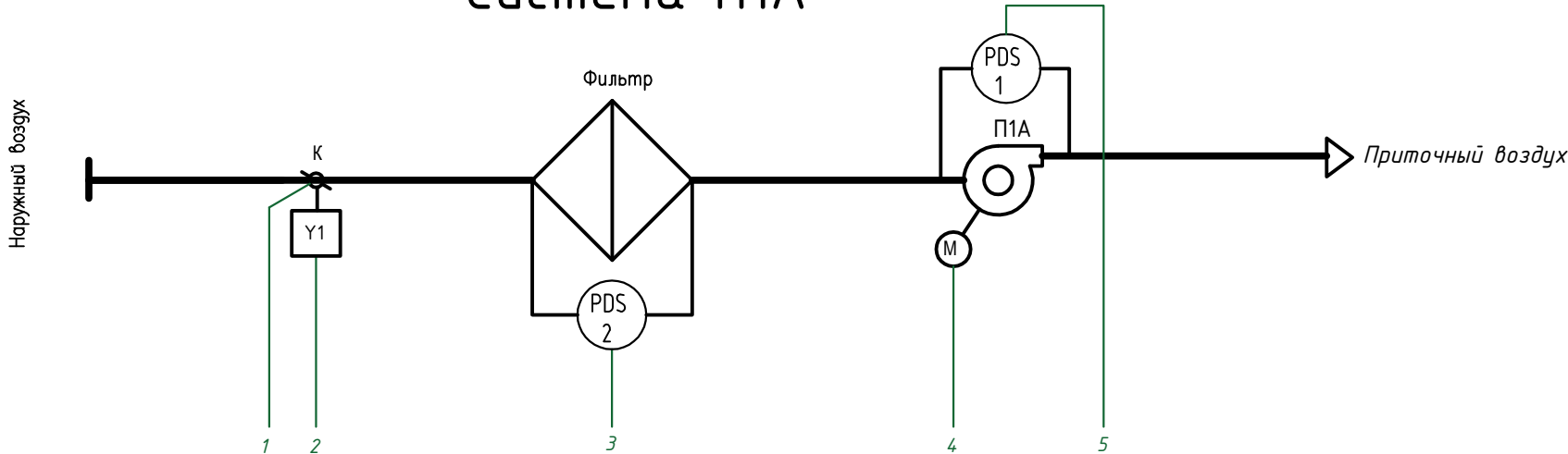
Газгольдер №3



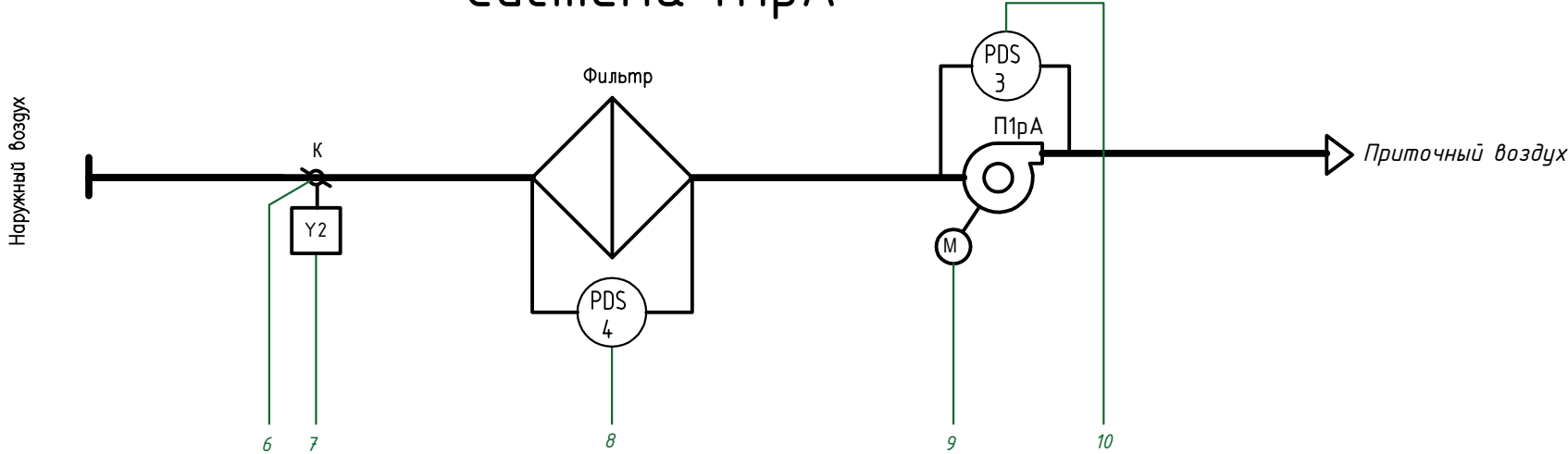
222/П/ИП-2022-ИОС6.3					
«Реконструкция газгольдеров ЛОС»					
Изм.	К.уч.	Лист	И.док.	Подп.	Дата
Н.контр.	Захарова	Максимова	Рыбина		12.22
Разработал	Максимова	Рыбина			12.22
Проверил	Рыбина				12.22
Автоматизированная система управления технологическим процессом				Стадия	Лист
				П	1
Схема структурная				000 "ИнжКомПроект"	

Создано:		Взам. инв. N	
Изм. N		Подп. и дата	
Инв. N подл.			

Система П1А



Система П1рА



Согласовано:

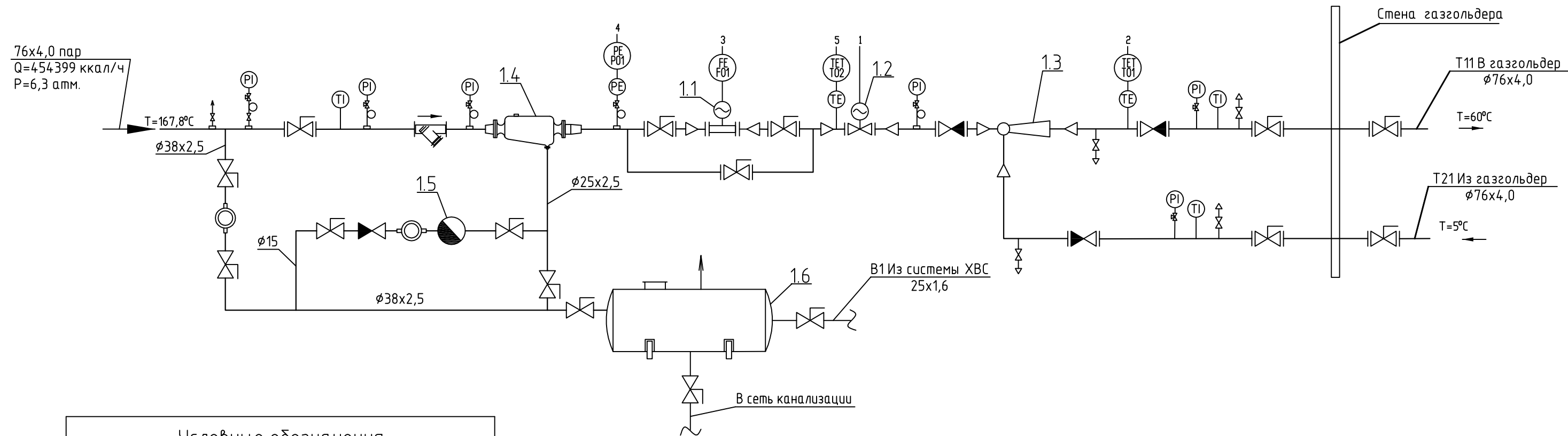
Взам. инв. N





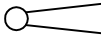




Подп. и дата

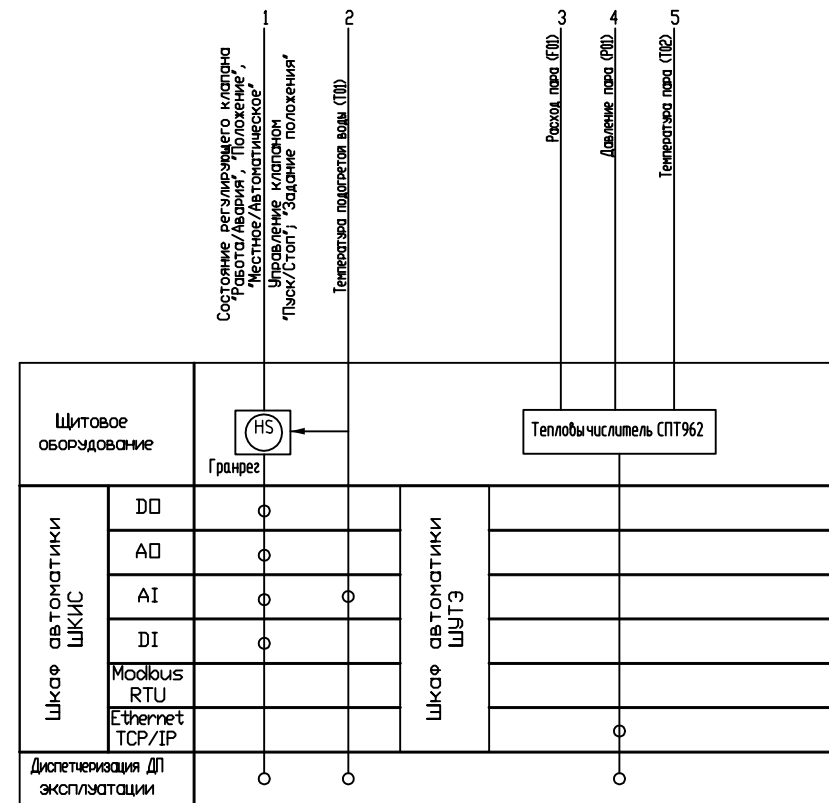
Инв. N подл.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Положение воздушной заслонки (открыта/закрыта)	Управление воздушной заслонкой наружного воздуха	Перепад давления на фильтре	Управление вентилятором	Перепад давления вентилятора	Положение воздушной заслонки (открыта/закрыта)	Управление воздушной заслонкой наружного воздуха	Перепад давления на фильтре	Управление вентилятором	Перепад давления вентилятора
				ПЧ					ПЧ	
ШУАВ	Вход AI									
	Выход AO									
	Вход DI	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	Выход DO	○		○		○		○		○
Шкаф автоматики			○					○		○
Тип системы	Приточная установка П1А, П1рА									

						222/П/ИП-2022-ИОС6.3			
						«Реконструкция газгольдеров ЛОС»			
Изм.	К.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	Автоматизированная система управления технологическим процессом	Стадия	Лист	Листов
Н.контр.		Захарова			12.22		П	3	
Разработал		Максумов			12.22				
Проверил		Рыбина			12.22	Аварийная вентиляция. Схема функциональная	ООО "ИнжКомПроект"		



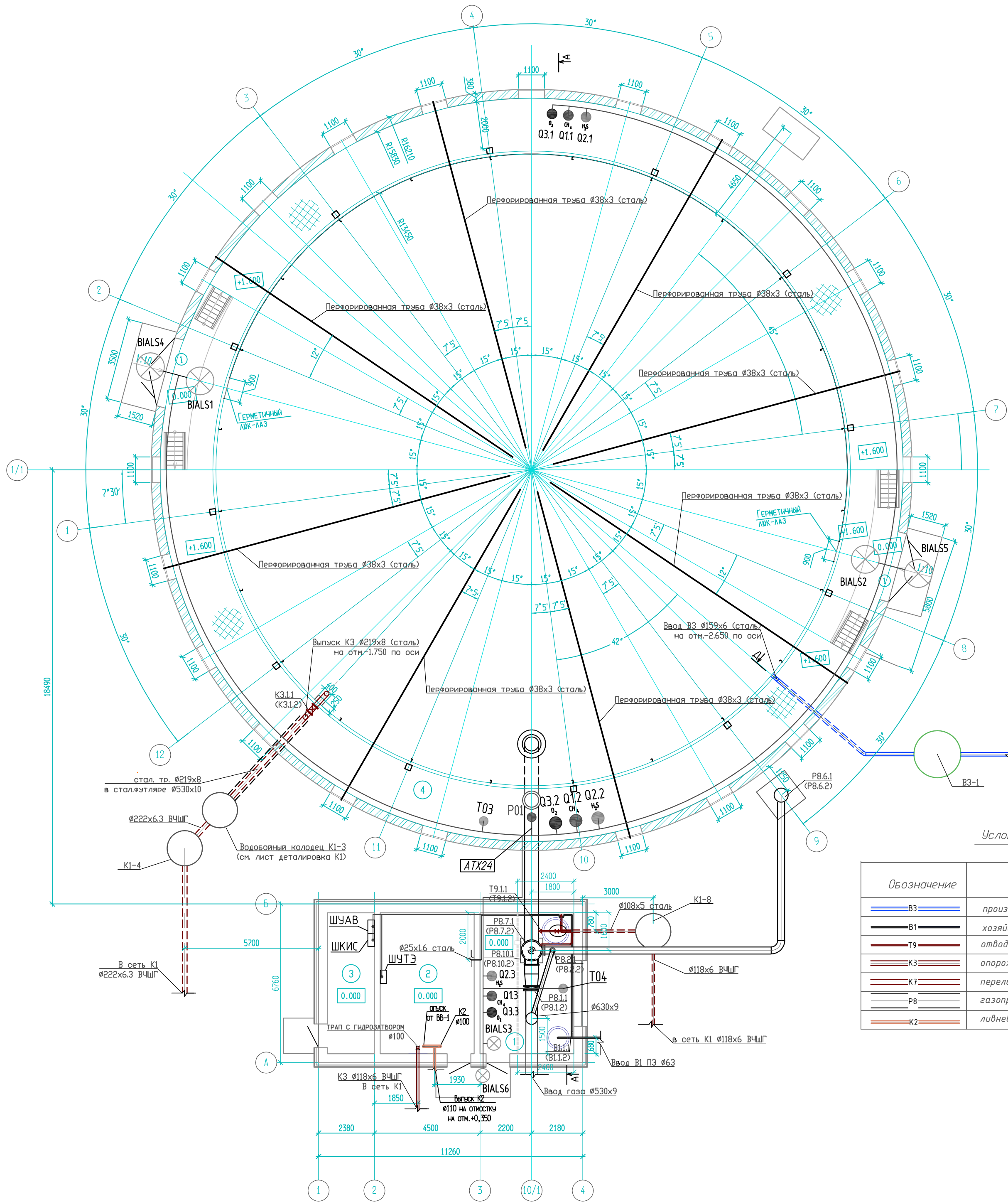
Условные обозначения	
---Т7---	Падающий трубопровод пара Т=167,8°С
---Т11---	Падающий трубопровод на подогрев воды в газгольдере
---Т21---	Обратный трубопровод из газгольдера
	Фильтр грубой очистки
	Двухходовой регулирующий клапан
	Кран шаровой фланцевый Бивал
	Сепаратор пара
	Пароструйный подогреватель
	Обратный клапан
	Вихревой расходомер
	Конденсатоотводчик
	Смотровое окно



Экспликация основного рабочего оборудования					
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед. изм.	К-во	Примечание
1.1	Вихревой расходомер Ду50, Ру16	OPTISWIRL 4200	шт.	1	
1.2	Двухходовой регулирующий клапан "Гранрез" для пара Ду=50мм, Ру=16, Kvs=40м³/ч	KM125Ф	шт.	1	
1.3	Пароструйный подогреватель "Кварк"	ПВС	шт.	1	
1.4	Сепаратор пара "Гранстим"	СПГ 25	шт.	1	
1.5	Конденсатоотводчик "Стимакс"	АС11	шт.	1	
1.6	Горизонтальный безнапорный бак аккумулятор	БТ(Б)-0,5-0,0-Г	шт.	1	

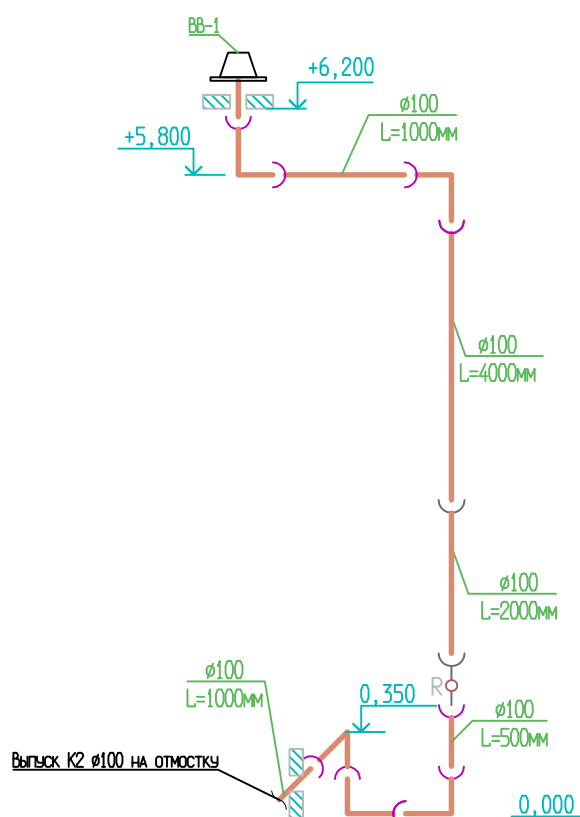
						222/П/ИП-2022-ИОС6.3			
						«Реконструкция газгольдеров ЛОС»			
Изм.	К.цч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	Автоматизированная система управления технологическим процессом	Стадия	Лист	Листов
N контр.		Захарова			12.22		П	4	
Разработал		Максумов			12.22				
Проверил		Рыбина			12.22				
						Подогрев воды. Схема функциональная	ООО "ИнжКомПроект"		

План на отм. 0.000



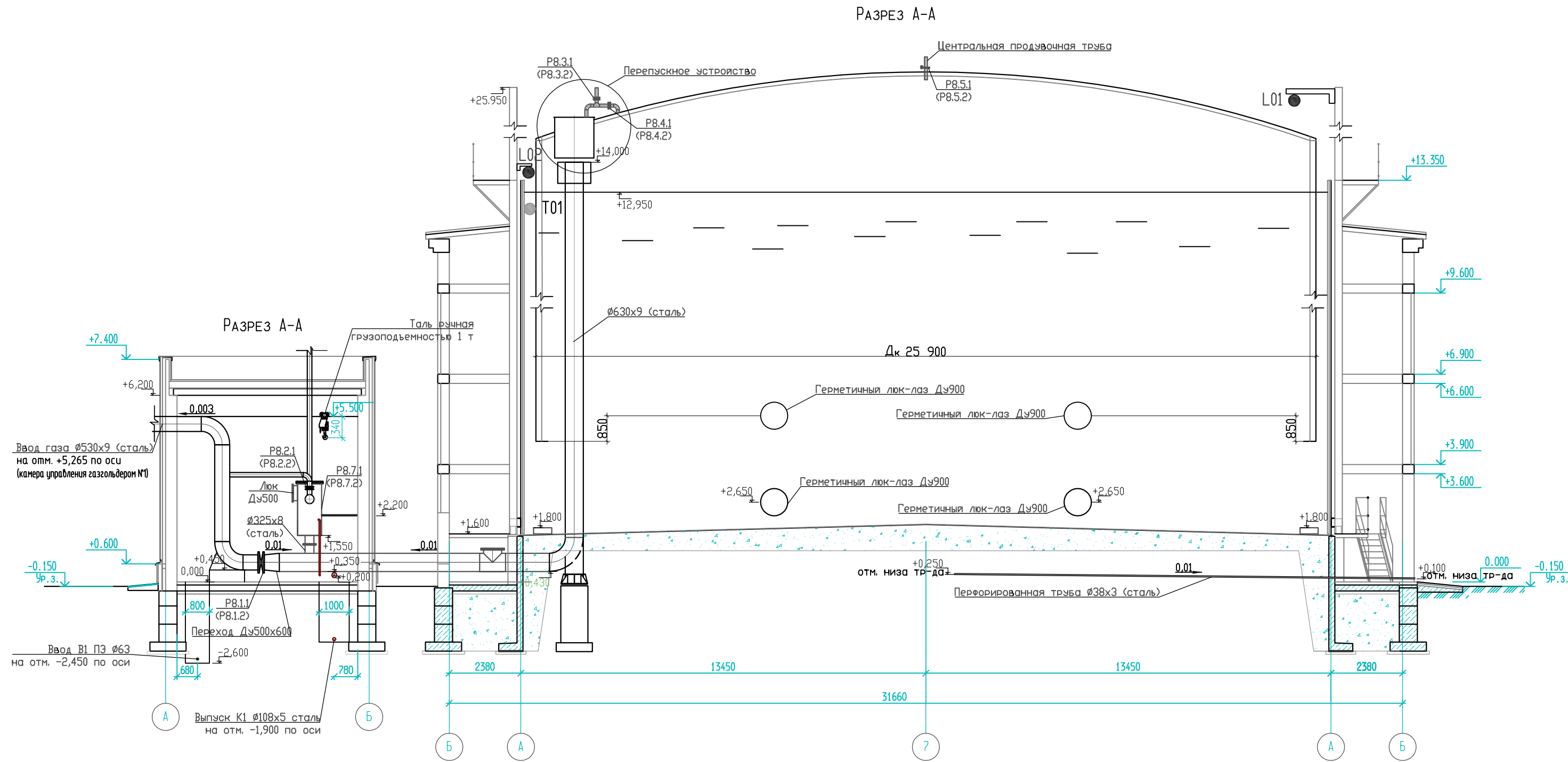
Экспликация помещений		
№ Пом.	Наименование	Категория
1	Камера управления	А
2	Тепловой пункт	Д
3	Электромеханический технологический коридор	ВЗ
4		А

СХЕМА СИСТЕМЫ -К2-



Условные обозначения трубопроводов

Обозначение	Наименование	Примечание
ВЗ	производственный водопровод	
В1	хозяйственно-питьевой водопровод	
Т9	отвод конденсата	
К3	опорожнение резервуара	
К7	перелив	
Р8	газопровод	
К2	ливневая канализация	



222/П/ИП-2022-ИОС6.3					
«Реконструкция газгольдеров ИОС»					
Изм. №	К.уч.	Лист № док.	Подп.	Дата	
Н.контр.	Захарова	Максимова	Рыбина	12.22	
Разработал	Максимова	Рыбина			
Проверил	Рыбина				
Автоматизированная система управления технологическим процессом				Стандия	Лист
План расположения оборудования				П	5
000 "ИнжКомПроект"				Листов	

				№ п/п	Сигнал	Тип сигнала	Вид сигнала	№входа модуля PLC	№ клеммы на клеммной колодке	Адрес в памяти PLC	Тег SCADA-сервера	Примечание								
				1	2	3	4	5	6	7	8	9								
				Технологические сигналы																
Согласовано:				1	Массовый расход теплоносителя (пар)	цифровой	ModBus TCP					входной сигнал								
				2	Измеренное значение расхода пара	цифровой	ModBus TCP					входной сигнал								
				3	Измеренное давление теплоносителя (пар)	цифровой	ModBus TCP					входной сигнал								
				4	Температура теплоносителя (пар)	цифровой	ModBus TCP					входной сигнал								
				5	Тепловая мощность по трубопроводу	цифровой	ModBus TCP					входной сигнал								
				6	Потребляемая (отпускаемая) тепловая мощность по магистрали	цифровой	ModBus TCP					входной сигнал								
				7	Суточный значений объема теплоносителя	цифровой	ModBus TCP					входной сигнал								
				8	Месячный значений объема теплоносителя	цифровой	ModBus TCP					входной сигнал								
				9	Давление газа в газгольдере	аналоговый	4-20mA					входной сигнал								
				10	Температура водяной подушки	аналоговый	4-20mA					входной сигнал								
				11	Температура в трубопроводе подогрева водяной подушки	аналоговый	4-20mA					входной сигнал								
				12	Температура воздуха в коридоре газгольдера	аналоговый	4-20mA					входной сигнал								
				13	Температура воздуха в пристройке газгольдера	аналоговый	4-20mA					входной сигнал								
				14	Температура подогретой воды	аналоговый	4-20mA					входной сигнал								
				15	Уровень колокола, уровень заполнения газом	аналоговый	4-20mA					входной сигнал								
				16	Уровень водяной подушки	аналоговый	4-20mA					входной сигнал								
				17	Концентрация метана в коридоре газгольдера (2 сигнала)	цифровой	Modbus RTU					входной сигнал								
				18	Концентрация кислорода в коридоре газгольдера (2 сигнала)	цифровой	Modbus RTU					входной сигнал								
				19	Концентрация сероводорода в коридоре газгольдера (2 сигнала)	цифровой	Modbus RTU					входной сигнал								
				Примечание: Список сигналов приведен для одного газгольдера, список сигналов для остальных газгольдеров аналогичен.										222/П/ИП-2022-ИОС6.3.СС						
																«Реконструкция газгольдеров ЛОС»				
										Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата					
										Н.контр.	Захарова				12.22	Автоматизированная система управления технологическим процессом		Стадия	Лист	Листов
										Разработал	Максутов				12.22			П	1	6
										Проверил	Рыбина				12.22					
																Список сигналов		ООО "ИнжКомПроект"		

		№ п/п	Сигнал	Тип сигнала	Вид сигнала	№входа модуля PLC		№ клеммы на клеммной колодке	Адрес в памяти PLC	Тег SCADA-сервера	Примечание	
		1	2	3	4	5		6	7	8	9	
			Предупредительная сигнализация									
		1	Порог 1 Пониженное содержание кислорода (датчик 1) в коридоре газгольдера	цифровой	Modbus RTU						входной сигнал	
		2	Порог 1 Пониженное содержание кислорода (датчик 2) в коридоре газгольдера	цифровой	Modbus RTU						входной сигнал	
		3	Порог 1 Концентрации метана (датчик 1) в коридоре газгольдера "Тревога"	цифровой	Modbus RTU						входной сигнал	
		4	Порог 1 Концентрации метана (датчик 2) в коридоре газгольдера "Тревога"	цифровой	Modbus RTU						входной сигнал	
		5	Порог 1 Концентрации сероводорода (датчик 1) в коридоре газгольдера	цифровой	Modbus RTU						входной сигнал	
		6	Порог 1 Концентрации сероводорода (датчик 1) в коридоре газгольдера	цифровой	Modbus RTU						входной сигнал	
		7	Порог 1 Пониженное содержание кислорода в пристройке газгольдера	цифровой	Modbus RTU						входной сигнал	
		8	Порог 1 Концентрации метана в пристройке газгольдера	цифровой	Modbus RTU						входной сигнал	
		9	Порог 1 Концентрации сероводорода в пристройке газгольдера	цифровой	Modbus RTU						входной сигнал	
		10	Включить приточную аварийную вентсистему П1А	дискретный	с.к. 24 VDC						выходной сигнал	
		11	Включить резервую приточную аварийную вентсистему П1рА	дискретный	с.к. 24 VDC						выходной сигнал	
		12	Включить свето-звуковой оповещатель 1 в коридоре газгольдера	дискретный	с.к. 24 VDC						выходной сигнал	
		13	Включить свето-звуковой оповещатель 2 в коридоре газгольдера	дискретный	с.к. 24 VDC						выходной сигнал	
		14	Включить свето-звуковой оповещатель 3 в пристройке газгольдера	дискретный	с.к. 24 VDC						выходной сигнал	
		15	Включить свето-звуковой оповещатель 4 в коридоре газгольдера	дискретный	с.к. 24 VDC						выходной сигнал	
		16	Включить свето-звуковой оповещатель 5 в коридоре газгольдера	дискретный	с.к. 24 VDC						выходной сигнал	
		17	Включить свето-звуковой оповещатель 6 в пристройке газгольдера	дискретный	с.к. 24 VDC						выходной сигнал	
Взаим. инв. №	Подп. и дата	18	Работа ИБП от батарей	дискретный	с.к. 24 VDC						входной сигнал	
Инв. № подл.												
							222/П/ИП-2022-ИОС6.3.СС					Лист
												3
					Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

		№ п/п	Сигнал	Тип сигнала	Вид сигнала	№входа модуля PLC	№ клеммы на клеммной колодке	Адрес в памяти PLC	Тег SCADA-сервера	Примечание	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	
			Аварийная сигнализация								
<div>Взаим. инв. №</div> <div>Подп. и дата</div> <div>Инв. № подл.</div>		1	Расход теплоносителя (пар) ниже необходимого	ЛФС							
		2	Расход теплоносителя (пар) выше максимально допустимого	ЛФС							
		3	Измеренное давление теплоносителя (пар) ниже заданного	ЛФС							
		4	Измеренное давление теплоносителя (пар) выше заданного	ЛФС							
		5	Температура теплоносителя (пар) ниже допустимой	ЛФС							
		6	Температура теплоносителя (пар) выше допустимой	ЛФС							
		7	Давление газа в газгольдере ниже заданного	ЛФС							
		8	Давление газа в газгольдере выше заданного	ЛФС							
		9	Температура водяной подушки ниже допустимой	ЛФС							
		10	Температура водяной подушки выше допустимой	ЛФС							
		11	Температура в трубопроводе подогрева водяной подушки ниже допустимой	ЛФС							
		12	Температура в трубопроводе подогрева водяной подушки выше допустимой	ЛФС							
		13	Температура воздуха в коридоре газгольдера ниже допустимой	ЛФС							
		14	Температура воздуха в коридоре газгольдера выше допустимой	ЛФС							
		15	Температура воздуха в пристройке газгольдера ниже допустимой	ЛФС							
		16	Температура воздуха в пристройке газгольдера выше допустимой	ЛФС							
		17	Температура подогретой воды ниже допустимой	ЛФС							
		18	Температура подогретой воды выше допустимой	ЛФС							
		19	Аварийный верхний уровень колокола, максимальный уровень заполнения газом	ЛФС							
		20	Аварийный верхний уровень водяной подушки	ЛФС							
		21	Аварийный нижний уровень водяной подушки	ЛФС							
		22	Связь с расходомером теплоносителя (пар) потеряна	ЛФС							
								222/П/ИП-2022-ИОС6.3.СС			
					Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

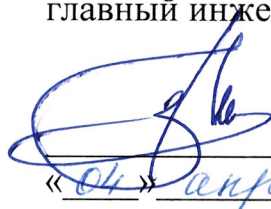
Лист 4

		№ п/п	Сигнал	Тип сигнала	Вид сигнала	№входа модуля PLC			№ клеммы на клеммной колодке	Адрес в памяти PLC	Тег SCADA-сервера	Примечание
		1	2	3	4	5			6	7	8	9
		23	Датчик давления теплоносителя (пар) "обрыв"	ЛФС								
		24	Датчик давления теплоносителя (пар) "залипание"	ЛФС								
		25	Датчик температура теплоносителя (пар) "обрыв"	ЛФС								
		26	Датчик давления газа в газгольдере "обрыв"	ЛФС								
		27	Датчик давления газа в газгольдере "залипание"	ЛФС								
		28	Датчик температуры водяной подушки "обрыв"	ЛФС								
		29	Датчик температуры в трубопроводе подогрева водяной подушки "обрыв"	ЛФС								
		30	Датчик температуры воздуха в коридоре газгольдера "обрыв"	ЛФС								
		31	Датчик температуры воздуха в пристройке газгольдера "обрыв"	ЛФС								
		32	Датчик температуры подогретой воды "обрыв"	ЛФС								
		33	Датчик аварийного верхнего уровня колокола (максимальный уровень заполнения газом) "обрыв"	ЛФС								
		34	Датчик аварийного верхнего уровня колокола (максимальный уровень заполнения газом) "залипание"	ЛФС								
		35	Датчик аварийного верхнего уровня водяной подушки "обрыв"	ЛФС								
		36	Датчик аварийного верхнего уровня водяной подушки "залипание"	ЛФС								
		36	Авария аварийной приточной вентсистемы П1А ("1" - авария вентсистемы П1А)	дискретный	с.к. 24 VDC							входной сигнал
		37	Авария резервной аварийной приточной вентсистемы П1рА ("1" - авария вентсистемы П1А)	дискретный	с.к. 24 VDC							входной сигнал
		38	Порог 2 Концентрации метана в коридоре газгольдера "Авария" (датчик 1)	цифровой	Modbus RTU							входной сигнал
		39	Порог 2 Концентрации метана в коридоре газгольдера "Авария" (датчик 2)	цифровой	Modbus RTU							входной сигнал
		40	Порог 2 Концентрации метана в пристройке газгольдера "Авария"	цифровой	Modbus RTU							входной сигнал
		41	Порог 2 Концентрации сероводорода в коридоре газгольдера "Авария" (датчик 1)	цифровой	Modbus RTU							входной сигнал
		42	Порог 2 Концентрации сероводорода в коридоре газгольдера "Авария" (датчик 2)	цифровой	Modbus RTU							входной сигнал
		43	Порог 2 Концентрации сероводорода в пристройке газгольдера "Авария"	цифровой	Modbus RTU							входной сигнал
Инва.№ подл.	Подп.и дата	Взаим.инв.№								222/П/ИП-2022-ИОС6.3.СС		Лист
												5
							Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

[illegible]

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер



М.И.Вдовин

«04» апреля 2022 г.

Технические требования

на переносной газоанализатор АНКAT-7664Микро-26 (или эквивалент)
в комплекте с насосом для коллективного применения

Назначение	Предназначен для измерения объемной доли кислорода (O_2), монооксида углерода (CO), сероводорода (H_2S) и метана (CH_4) в воздухе рабочей зоны во время проведения технологических работ повышенной опасности в камерах, колодцах и других подземных сооружениях и выдачи сигнализации при превышении установленных пороговых значений.	
Особенности	<p>Газоанализатор является автоматическим портативным прибором непрерывного действия. Газоанализатор должен иметь:</p> <ul style="list-style-type: none">- устройство отображения информации об измеренной концентрации по 4 газам одновременно;- три одинарных сменных электрохимических сенсора на O_2, CO и H_2S;- один одинарный сменный оптический сенсор на CH_4;- диффузионный и принудительный (с использованием насоса) способы прокачивания пробы;- присоединяемый к корпусу газоанализатора электрический насос, являющийся единой конструкцией с газоанализатором, подходящий под корпус по габаритам;- питание электрического насоса должно обеспечиваться аккумуляторным блоком газоанализатора с визуализацией уровня заряда на дисплее газоанализатора;- применение внешнего электрического насоса с собственным источником питания, являющимся отдельным элементом от конструкции газоанализатора и соединенного с ним дополнительными трубками (шлангами), не допускается;- электрический насос должен обеспечить прокачку пробы газо-воздушной смеси с глубины не менее 30 м;- отображение уровня заряда аккумулятора в %;- два порога срабатывания (предупредительный и аварийный) с выдачей световой, звуковой и вибросигнализации;- возможность установки даты и текущего времени пользователем;- сигнализация о снижении заряда батарей до критического остаточного уровня в 25%;- блок памяти для вывода данных на компьютер с использованием специальных программ.	
Технические характеристики	Наименование	Значение
	1. Время непрерывной работы газоанализаторов с использованием насоса без подзарядки аккумуляторного блока питания, ч	не менее 6
	2. Время зарядки аккумулятора, ч	не более 4
	3. Количество регулируемых порогов срабатывания сигнализации	2
	3. Параметры питания: литий-ионный аккумулятор, подзаряжаемый, В	минимальное значение $\leq 3,0$, максимальное значение $\geq 4,2$
	4. Средняя наработка на отказ, ч	≥ 30000
	5. Срок службы газоанализаторов, лет	≥ 10

6. Срок службы аккумуляторного блока, лет	≥ 3
7. Громкость звуковой тревоги, дБ, на расстоянии 30 см	≥ 85
8. Средний срок службы датчиков	
- электрохимический сенсор, лет	≥ 3
- оптический сенсор, лет	≥ 10
9. Максимально допустимое время установки показаний (в диффузионном режиме), $T_{0,9}$, с	
- метан CH_4	≤ 40
- монооксид углерода CO	≤ 40
- кислород O_2	≤ 30
- сероводород H_2S	≤ 40
10. Время срабатывания сигнализации, с	
- метан CH_4	≤ 15
- монооксид углерода CO	≤ 15
- кислород O_2	≤ 15
- сероводород H_2S	≤ 15
11. Время прогрева, мин	
- метан CH_4	≤ 15
- монооксид углерода CO	≤ 5
- кислород O_2	≤ 5
- сероводород H_2S	≤ 5
12. Степень защиты газоанализатора с присоединяемым насосом, обеспечиваемая оболочкой (код IP) по ГОСТ 14254-2015	не ниже IP68
13. Условия эксплуатации:	
- диапазон температуры окружающего воздуха, °C	минимальное значение ≤ -40 , максимальное значение $\geq +50$
- верхнее значение относительной влажности окружающего воздуха, %	95 % при температуре 35 °C, без конденсации влаги
- диапазон атмосферного давления, кПа	минимальное значение ≤ 80 , максимальное значение ≥ 120
14. Встроенная самодиагностика газоанализатора	Непрерывная самодиагностика работоспособности прибора и датчиков.
15. Маркировка взрывозащиты	1Ex ib d IIB T4 Gb X
16. Встроенная функция контроля интервала между поверками прибора и калибровками сенсоров	Оповещение об истечении интервала между калибровками сенсоров
17. Наличие встроенной памяти	Объем памяти обеспечивающий хранение информации об измеренных значениях концентраций, при условии проведения непрерывных измерений и записи данных каждые 60 с, должен быть не менее 8 ч по каждому каналу измерений. Отображение записей об ошибках в работе газоанализатора и концентраций газов при превышении порогов предупредительной и аварийной сигнализации.
18. Передача информации	Через USB порт
19. Язык программного обеспечения	Русский

	20. Язык меню прибора 21. Защищенность электронного блока от несанкционированного доступа 22. Габаритные размеры газоанализатора с электрическим насосом (побудителем расхода), мм, не более: - высота - длина (без учета клипсы ременной) - длина (с учетом клипсы ременной) - ширина			Русский Доступ к калибровке и прочим функциям, изменяющим показания прибора, через установленный пароль ≤ 185 ≤ 50 ≤ 54 ≤ 110		
Метрологические характеристики	Измерительный компонент	Диапазон показаний	Диапазон измерений	Цена единицы младшего разряда	Участок диапазона измерений, в котором нормируется основная погрешность	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности Δд
	Кислород (O2) объемная доля, %	от 0 до 45	от 0 до 30	0,1	от 0 до 30	±0,9 %
	Метан CH4 %, НКПР	от 0 до 99	от 0 до 99	0,1	от 0 до 99	±5
	Угарный газ CO, мг/м³	от 0 до 300	от 0 до 200	0,1	от 0 до 20 св.20 до 200	±5 ± (5+0,25·(Свх-20))
	Сероводород H2S, мг/м³	от 0 до 99	от 0 до 40	0,1	от 0 до 10 св.10 до 40	± 2,5 ± (2,5+0,25·(Свх-10))
Пороги срабатывания сигнализации	1 порог		2 порог			
CH4, % НКПР	7		12			
O2, % об. доли	23		19			
CO, мг/м³	20		100			
H2S, мг/м³	10		25			
Заключение Министерства промышленности и торговли РФ	Наличие газоанализатора в реестре промышленной продукции, произведенной на территории Российской Федерации (Постановление Правительства Российской Федерации от 17 июля 2015 г. № 719)					
№ в ФИФ ОЕИ	Наличие действующего сертификата об утверждении типа в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений					
Комплектность	Комплектация газоанализатора: 1. Газоанализатор – 1 шт.; 2. Зарядное устройство – 1 шт.; 3. Кабель USB – 1 шт.; 4. Защитный резиновый чехол – 1 шт.; 5. Зажим для крепления – 1 шт.; 6. Аккумуляторный блок – 1 шт.; 7. Для работы в режиме прокачки пробы: - присоединяемый электрический насос (побудитель расхода) – 1 шт.; - пробозаборник: поплавков (для забора пробы из колодцев с присутствием воды) с трубкой ПВХ 4*1,5 мм - 10 м; 8. Руководство по эксплуатации; 9. Паспорт; 10. Действующее свидетельство о первичной поверке, оформленное на бумажном носителе с подписью и клеймом поверителя. Результаты поверки должны быть опубликованы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений; 11. Выписка из реестра российской промышленной продукции (Постановление Правительства Российской Федерации от 17 июля 2015 г. № 719).					