

1. Технические характеристики станции управления

Количество, шт.	1
Обозначение по проекту	Шкаф САУ УП
Габаритные размеры (ВхШхГ), мм	**x800x600 ** - определяет завод-изготовитель при разработке станции
Питающее напряжение, В:	220
Наличие ИБП	Да, разместить в шкафу САУ
Время работы системы после исчезновения напряжения, мин.	не менее 120
Наличие замков запираания	да
Наличие розеток внутри станции управления	да
Наличие светильника внутри станции управления	да
Сигнализация пожара в шкафу	нет
Сигнализация минимальной температуры в шкафу	нет
Сигнализация открытия двери шкафа	да
Место размещения шкафа	В блоке КТП, отсек аппаратурный
Электрообогрев шкафа	нет
Комплект монтажных частей для крепления станции управления	Шкаф САУ с цоколем 100мм. Напольная установка.
Степень защиты шкафа станции управления	IP 44
Температура окружающей среды, °С	+5...+35
Относительная влажность воздуха, %	-
Требования к контроллеру	Программируемый логический контроллер типа В&R
Визуализация данных	да
Прикладное ПО	Да. Для контроллерного оборудования
Интерфейсные выходы	Ethernet

2. Предусмотреть место для размещения в станции управления дополнительного оборудования

Тип оборудования	Габаритные размеры (ВхШхГ), мм	Параметры питания	Способ монтажа	Количество
Реле РЭК 78/3 с розеточным модулем РРМ 78/3	75x36,5x65	=24 В; 1,6 Вт	DIN	3

Питание дополнительного оборудования предусмотреть от ИБП входящего в состав САУ

Дополнительные требования

- Шкаф САУ УП должен соответствовать техническим условиям (см. приложение 1)
- Назначение шкафа САУ УП:

Предназначен для АСУ ТП узла подключения. Схема автоматизации и структурная схема АСУ ТП приведены в приложении 2.

- Шкаф САУ УП должна выполнять функции:

- сбор данных с полевого оборудования;

- обработку данных;

- обмен данными с верхним уровнем для реализации функций управления и мониторинга;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03/12-2021-УП-АТХ.ОЛ7	Лист 2
------	--------	------	--------	---------	------	-----------------------	-----------

- диагностику состояния контрольных и измерительных цепей на целостность (обнаружение обрыва или короткого замыкания);

- вывод оператору текущих значений технологического процесса.

Перечень сигналов см. приложение 5. Алгоритм работы станции согласовать с Заказчиком.

Схемы соединения внешних проводок см. приложение 3

Схемы электрические принципиальные см. приложение 4.

4. Устройства и элементы автоматики САУ УП должны иметь защиту цепей: питания, ввода аналоговых сигналов, ввода дискретных сигналов, вывода дискретных сигналов.
5. В САУ УП должен быть предусмотрен резерв каналов ввода/вывода сигналов для возможного подключения дополнительных датчиков и исполнительных устройств, в том числе по электропитанию, в объеме не менее 20%.
6. Программно-технические средства САУ УП должны обеспечивать сигнализацию наличия электропитания от основного и аварийного источника, сигнализацию о скором прекращении работы ИБП. В нормальном режиме работы ИБП подзарядка аккумуляторных батарей должна осуществляться автоматически. ИБП должен быть оснащен устройством автоматического байпасирования при неисправности.
7. Предусмотреть искробезопасные барьеры и блоки питания датчиков.
8. Предусмотреть промежуточные клеммы в станции управления для подключения КИП.
9. Размещение САУ УП предполагается в отсеке аппаратурном КТП. Обслуживание станции управления одностороннее.
10. Для разработки прикладного программного обеспечения использовать лицензированный пакет программирования, имеющий удобный графический интерфейс и большой набор драйверов ввода/вывода.
11. Система должна быть открытой.
12. В процессе проектирования дополнительно согласовать с заказчиком:
 - виды и количество экранов, трендов (графиков);
 - формы и количество табличных отчетов;
 - продолжительность хранения информации в базе данных системы.
13. В комплект поставки изделия должна быть включена документация:

Общесистемные решения:

- Общее описание системы;
- Паспорт системы;
- Формуляр системы;
- Проектная оценка надежности системы;
- Ведомость держателей подлинников программного обеспечения;
- Программа и методика испытаний системы;
- Ведомость эксплуатационных документов;

Решения по техническому обеспечению:

- Схема (таблица) соединений и подключений контроллера;
- Схема подключения внешних проводок;
- Чертежи установки технических средств;
- Схема деления системы (структурная);
- Чертеж общего вида шкафа контроллера;
- План расположения оборудования и проводок в шкафу контроллера;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03/12-2021-УП-АТХ.ОЛ7	Лист
							3
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- Спецификация оборудования, материалов и программного обеспечения;
- Схема организации сетей обмена данных системы;
- Схема подключения к корпоративной информационной сети;
- Инструкция по эксплуатации комплекса технических средств системы;

Решения по информационному обеспечению:

- Описание информационного обеспечения системы;
- Описание организации информационной базы;
- Описание систем классификации и кодирования;
- Ведомость машинных носителей информации;
- Описание массива информации;
- Массив входных / выходных данных;
- Каталог базы данных;
- Чертеж формы документов (видеокадров);
- Инструкция по формированию и ведению базы данных;
- Ведомость эксплуатационных документов;

Математическое и программное обеспечение:

- Описание алгоритмов работы системы;
- Описание работы программного обеспечения;
- Описание языка программирования;
- Описание применения программного обеспечения;
- Текст программы;
- Дистрибутив программного обеспечения на компакт-диске;
- Программа и методика испытаний программного обеспечения;
- Руководство системного программиста;
- Руководство оператора;
- Руководство по техническому обслуживанию системы;

Организационное обеспечение:

- Описание технологического процесса обработки данных;
- Руководство пользователя;

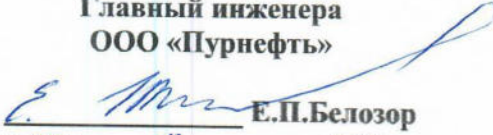
14. Предоставить полный пакет документации на русском языке и в электронном виде (на внешних носителях).

Конструкторскую документацию согласовать с заказчиком и проектной организацией до начала изготовления САУ.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
			03/12-2021-УП-АТХ.ОЛ7				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженера
ООО «Пурнефть»


Е.П.Белозор
«26» _____ 2021 г.

**Технические условия
на разработку разделов «Автоматизация», «Связь», «Пожарная
сигнализация» на проектно-изыскательские работы по объекту:
«Газопровод УПГиСГК Присклонового месторождения –
точка врезки газосборная сеть ГП ЗАО «Пургаз»**

В настоящих технических условиях приняты следующие сокращения:

АРМ – автоматизированное рабочее место
БД – база данных
ДНС – дожимная насосная станция
ИБП – источник бесперебойного питания
ИК – измерительный канал
ИС – измерительная система
КИП – контрольно-измерительные приборы
ЛВС – локальная вычислительная сеть
РЭ – руководство по эксплуатации
САУ – система автоматического управления
СИ – средства измерения

1. Общие требования

- 1.1. Система автоматизации должна обеспечивать:
- 1.1.1. дистанционный автоматический контроль и управление технологическим процессом учёта и сдачи подготовленного попутного газа;
 - 1.1.2. содержать средства ручного управления и подачи команд управления с АРМ оператора;
 - 1.1.3. надежное и безопасное ведение технологического процесса в соответствии с технологическим регламентом по приёму, подготовке и сдаче попутного газа;
 - 1.1.4. доступную и надежную эксплуатацию;

Лист 1 из 9

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

03/12-2021-УП-АТХ.ОЛ7

Лист

5

1.1.5. беспрепятственный доступ к средствам автоматизации, средствам измерений, исполнительным механизмам, средствам управления и сигнализации;

1.1.6. ремонтпригодность, возможность замены технических средств без остановки технологического процесса, за исключением случаев плановых остановок для выполнения профилактических плановых ремонтов, диагностики, замены оборудования и комплектующих;

1.1.7. возможность модернизации и расширения.

1.2. Система должна отвечать следующим требованиям:

1.2.1. работать круглосуточно в режиме реального времени;

1.2.2. обеспечивать достоверной информацией о технологическом процессе, состоянии технологического оборудования, значениях контролируемых параметров, предупредительной и аварийной сигнализации;

1.2.3. оперативно отображать динамику процессов;

1.2.4. отображать предысторию изменения технологического процесса;

1.2.5. предоставлять информацию для анализа предыстории процессов.

1.3. Проектом предусмотреть интеграцию вновь проектируемых системы автоматизации, связи и пожарной сигнализации с системами автоматизации УПГиСГК Присклонового месторождения.

1.4. В системе реализовать возможность наращивания (подключение, конфигурирование и изменение параметров локальных САУ, дополнительных модулей ввода-вывода, полевых устройств) количества подключаемых приборов.

1.5. Объем и перечень контролируемых параметров, алгоритмы технологических операций и противоаварийных защит, последовательность операций по переходу на безопасный режим, останов и переключение технологического оборудования определить проектом, исходя из требований безопасности и особенностей технологического процесса.

1.6. Описание алгоритмов разместить в рабочей документации.

1.7. Выбор типа оборудования и средств измерений систем контроля, управления, связи, оповещения об аварийных ситуациях, быстродействию, допустимой погрешности средств измерения осуществить с учетом особенностей технологического процесса, а также по категории взрывопожароопасности и условиям эксплуатации.

1.8. Степень взрывозащиты элементов систем контроля, управления, связи и оповещения, размещаемых во взрывоопасных зонах, должна соответствовать требованиям «Правил устройства электроустановок».

1.9. Нарушение работы отдельных элементов системы или локальных САУ не должно влиять на работу системы в целом.

Лист 2 из 9

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

03/12-2021-УП-АТХ.ОЛ7

Лист
6

1.10. В системах управления технологическими процессами исключить формирование команд управления при поступлении ложных и кратковременных сигналов о нарушении нормального хода технологического процесса, выход из строя отдельных полевых устройств, в том числе в случае переключений на резервный или аварийный источник электропитания и при запуске систем после полного обесточивания.

1.11. Надежность системы должна быть обеспечена аппаратным резервированием, наличием подсистем диагностики и самодиагностики. Достаточность резервирования и его тип определяется разработчиком проекта.

1.12. Автоматизированную систему управления реализовать с использованием сертифицированных средств измерений, программно - логических контроллеров типа V&R, программного обеспечения с открытым программным кодом и оболочкой, оборудования связи и передачи данных.

1.13. Предусмотреть программно - аппаратные средства для передачи данных (мониторинга) во внешнюю корпоративную локальную сеть ООО «Пурнефть» через межсетевой экран, веб-интерфейс.

1.14. Комплект оборудования системы автоматизированного управления, связи, пожарной сигнализации, ЛВС и ИБП смонтировать в шкафах промышленного исполнения.

1.15. Технические решения и состав применяемого оборудования направить заказчику для согласования с ЗАО «Пургаз» и ООО «Газпром добыча Ноябрьск».

2. Объем автоматизации

2.1. При разработке разделов «Автоматизация», «Связь», «Пожарная сигнализация и автоматика» предусмотреть следующие объемы автоматизации:

2.1.1. система сигнализации состояния, дистанционного и местного управления шаровым краном узла подключения подводящего газопровода и клапаном-регулятором расхода газа с возможностью ручного управления по месту, управления с АРМ оператора УПГиСГК Присклонового месторождения, АРМ оператора на «Главном щите» Губкинского ГП ЗАО «Пургаз», кнопками ручного управления в помещении «Главного щита» Губкинского ГП ЗАО «Пургаз» с высшим приоритетом, в автоматическом режиме, по месту;

2.1.2. дистанционное управление положением шарового крана организовать дискретными сигналами, клапана-регулятора расхода газа – аналоговым сигналом 4-20 мА с отображением степени открытия в процентах от полного хода с линейной характеристикой:

2.1.3. система контроля текущих и сигнализации предельных и аварийных значений параметров сепаратора-пробкоуловителя и дренажной ёмкости (текущий уровень жидкости и температура, верхний и нижний максимальный, верхний и нижний аварийный);

Лист 3 из 9

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

03/12-2021-УП-АТХ.ОЛ7

Лист
7

2.1.4. автоматическое управление клапаном-регулятором системы сброса уловленной жидкости с сепаратора-пробкоуловителя в дренажную ёмкость;

2.1.5. система контроля загазованности в укрытии размещения шарового крана узла подключения и на площадке сепаратора-пробкоуловителя с дренажной ёмкостью;

2.1.6. система пожаробнаружения, звукового и светового оповещения с управлением системами вентиляции и пожаротушения (при необходимости строительства систем автоматического пожаротушения);

2.1.7. система контроля давления газа до и после обратного клапана, а также до и после клапана-регулятора расхода газа узла подключения;

2.1.8. система контроля температуры газа на узле подключения;

2.1.9. система оперативного учета жидкости на сбросах в дренажную ёмкость и газа на свечу рассеивания (при определении необходимости учёта перетоков);

2.1.10. система учета потребления энергоресурсов с выводом данных в действующую систему автоматизации УПГиСГК Присклонового месторождения;

2.1.11. контроль температуры наружного воздуха и температуры в укрытии узла подключения, автоматическое управление обогревателями при необходимости реализации обогрева и управления;

2.1.12. проектом предусмотреть установку АРМ оператора на «Главном щите» Губкинского ГП ЗАО «Пургаз»;

2.1.13. для реализации функций ручного управления шаровым краном и клапаном-регулятором оперативным персоналом Губкинского ГП ЗАО «Пургаз» проектом предусмотреть установку контроллерного оборудования в проектируемом шкафу системы автоматизации, размещённом в аппаратном зале «Главного щита» Губкинского ГП ЗАО «Пургаз».

2.1.14. Кнопочную панель разместить в месте, согласованном ЗАО «Пургаз»;

2.1.15. проектом предусмотреть необходимую передачу основных параметров в АСУТП УКПГ Губкинского ГП по интерфейсу RS-485, протокол Modbus RTU в соответствии с политикой по Информационной безопасности и объёме, согласованном ЗАО «Пургаз» и ООО «Газпром добыча Ноябрьск»;

2.1.16. предусмотреть передачу сигналов системы контроля загазованности и пожарной сигнализации с узла подключения в АСУТП УПГиСГК Присклонового месторождения и АСУТП Губкинского ГП ЗАО «Пургаз».

2.1.17. Рабочее давление газа в точке врезки 2,5-4,0 МПа, максимальное давление принять 6,0 МПа.

2.1.18. Температура рабочей среды (газа) +5...+15 °С.

Лист 4 из 9

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

03/12-2021-УП-АТХ.ОЛ7

Лист
8

2.2. Прокладку кабельных линий связи предусмотреть по проектируемым эстакадам с обустройством полок и кабельных лотков.

2.3. Предоставление заказчику исходных программных модулей контроллеров локальных САУ, АРМ операторов в формате среды разработки обязательно.

2.4. Для передачи данных на «Главный щит» Губкинского ГП ЗАО «Пургаз» использовать проектируемый канал связи.

2.5. Для передачи данных в операторную УПГиСГК Присклонового месторождения предусмотреть организацию радиорелейного интервала Узел подключения – операторная УПГиСГК Присклонового месторождения.

2.6. Для размещения оборудования связи предусмотреть строительство мачты связи или использование мачты освещения площадки узла подключения. Использование мачты освещения, включённой в систему молниезащиты, для подвеса средств связи не допускается.

2.7. В разделе «Система связи» предусмотреть расчёт радиорелейного интервала: мачта связи УПГиСГК Присклонового месторождения – мачта связи Губкинского ГП ЗАО «Пургаз» для обеспечения оптимизации потоков данных с выдачей частотно-территориального плана заказчику. Организацию интервала предусмотреть на оборудовании диапазона 5 ГГц.

2.8. Проектом предусмотреть установку УКВ-радиостанции диапазона 136-174 МГц в шкафу системы телемеханики для обеспечения оперативной голосовой связи с УПГиСГК Присклонового месторождения.

2.9. Проектные решения по телемеханизации должны удовлетворять требованиям нормативных документов:

2.9.1. ГОСТ 24.104-85 «Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Общие требования»;

2.9.2. СТО Газпром 097-2011 «Автоматизация. Телемеханизация. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи, транспортировки и подземного хранения газа. Основные положения»;

2.9.3. СТО Газпром 2-1.17-629-2012 «Системы автоматического управления объектов производственно-технологических комплексов. Автоматические системы контроля загазованности. Технические требования».

2.10. Проектные решения по телемеханизации направить Заказчику для согласования с ЗАО «Пургаз» и ООО «Газпром добыча Ноябрьск».

3. Требования к электропитанию и заземлению

3.1. Электропитание средств автоматизации выполнить по I-й категории электропотребителей, от сети переменного тока напряжением $220 \pm 10\%$ В, частотой 50 ± 1 Гц.

3.2. При проектировании электропитания выполнить требования «Правила устройства электроустановок», «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей».

Лист 5 из 9

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

03/12-2021-УП-АТХ.ОЛ7

Лист

9

3.3. По способу защиты человека от поражения электрическим током система должна относиться к классу 01 согласно ГОСТ 12.2.007.0-75.

3.4. В системе электропитания автоматизированной системы управления, её удалённых компонентов, предусмотреть резервный источник бесперебойного питания на период, обеспечивающий перевод технологического процесса в безопасное состояние, но не менее 2 часов. Тип, количество и мощность ИБП промышленного исполнения определяется разработчиком проекта.

3.5. ИБП оборудовать байпасами для выполнения их замены и обслуживания без прерывания электроснабжения систем управления, автоматизации и телемеханики.

3.6. Предусмотреть контур заземления средств автоматизации в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок», «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», ГОСТ Р 50571.21-2000 «Заземляющие устройства и системы уравнивания электрических потенциалов в электроустановках, содержащих оборудование обработки информации» и РЭ поставляемого оборудования.

3.7. Внешние элементы технических средств, находящиеся под напряжением, должны иметь защитное заземление в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок», «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» и ГОСТ 12.1.030-81 «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление».

3.8. Предусмотреть молниезащиту объектов автоматизации, телемеханизации и связи в соответствии с СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по молниезащите зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

4. Требования к метрологическому обеспечению

4.1. Применяемые средства измерений должны быть зарегистрированы в государственном реестре средств измерений и иметь свидетельство о регистрации и описание типа, соответствовать требованиям и условиям эксплуатации.

4.2. Предусмотреть метрологическое обеспечение системы автоматизированного управления в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.596-2002 включающее:

4.2.1. определение полного перечня измерительных каналов (ИК) систем и отдельных средств измерений (СИ) с разделением на измерения, относящиеся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений (охрана окружающей среды, обеспечение безопасных условий и охраны труда, производственный контроль за соблюдением установленных законодательством Российской Федерации требований промышленной безопасности к эксплуатации опасного производственного объекта), и

Лист 6 из 9

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

03/12-2021-УП-АТХ.ОЛ7

Лист

10

измерения вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений;

4.2.2. поверку СИ, ИК, ИС относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений;

4.3. Срок действия Свидетельств о поверке СИ на момент передачи оборудования заказчику должен составлять не менее 6 месяцев.

4.4. Поставляемое оборудование должно соответствовать климатическим условиям, измеряемой среде и сертифицировано к применению на взрывопожароопасных объектах.

4.5. При формировании спецификации поставляемого оборудования предпочтение отдавать СИ с межповерочным интервалом не менее 3 лет.

5. Требования к перечню технической документации

5.1. Перечень технической документации должен включать:

5.1.1. руководство по эксплуатации автоматизированной системы управления в целом и локальных САУ;

5.1.2. методика комплексного опробования автоматизированной системы управления;

5.1.3. методики поверки СИ и ИК;

5.1.4. методика контроля метрологических характеристик СИ и ИС;

5.1.5. инструкция по монтажу, наладке, эксплуатации, ТО и Р, консервации и утилизации средств измерений;

5.1.6. спецификация оборудования;

5.1.7. Сертификаты / Свидетельства об утверждении типа СИ, описания типа СИ и комплект документов, предусмотренный в описании типа СИ;

5.1.8. Сертификаты соответствия / Свидетельства о взрывозащищенности;

5.1.9. разрешения Ростехнадзора на применение;

5.1.10. схемы автоматизации;

5.1.11. схемы монтажные, таблицы подключений;

5.1.12. схемы электрических соединений;

5.1.13. план кабельных трасс и коммуникаций.

5.1.14. Карты регистров ЛСУ и серверов.

6. Дополнительные требования

6.1. Средства автоматизации полевого уровня предусмотреть предпочтительно производства РФ, вид взрывозащиты преимущественно ЕхI (искробезопасная цепь).

6.1.1. Для измерения давления рабочей среды использовать преобразователи избыточного давления с выходным унифицированным

Лист 7 из 9

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

03/12-2021-УП-АТХ.ОЛ7

Лист
11

токовым сигналом с наложенным протоколом HART. Для исключения образования гидрата предусмотреть обогрев импульсных линий отборов давления. Для размещения преобразователей вне обогреваемых помещений использовать термобоксы с автоматически регулируемым обогревом.

6.1.2. Для измерения температуры рабочей среды использовать преобразователи температуры с выходным унифицированным токовым сигналом с наложенным протоколом HART. Установку преобразователей температуры предусмотреть в изолирующих термокаманах с заполнением теплоносителем.

6.1.3. Для измерения уровня жидкости в сборных и дренажных ёмкостях использовать радарно-волноводные уровнемеры с унифицированным токовым выходным сигналом и ЖКИ с наложенным протоколом HART. Размещение электронного блока уровнемеров предусмотреть в термобоксах с автоматически регулируемым обогревом.

6.1.4. Электроприводы запорной и запорно-регулирующей арматуры (ЗРА) использовать с обогревом блока конечных и моментных выключателей. Для контроля и управления использовать предпочтительно сигналы напряжения 12...27 В. В непосредственной близости от ЗРА разместить дублирующие посты управления с высшим приоритетом управления.

6.2. Оборудование среднего уровня.

6.2.1. В качестве ПЛК сбора, обработки, передачи информации использовать контроллеры с открытой архитектурой и программным кодом типа V&R.

6.2.2. В шкафах и зданиях предусмотреть автоматическое включение оборудования после длительного отсутствия напряжения внешнего электроснабжения по достижении необходимого температурного режима (холодный старт).

6.3. Для защиты от несанкционированного вторжения, ошибочного непреднамеренного управления и подключения в ЛВС газопровода проектом предусмотреть разделение ЛВС через сетевой шлюз (межсетевой экран).

6.4. Для своевременного предотвращения несанкционированного вмешательства на объекты и площадки установок (открытие ворот, вскрытие дверей шкафов, доступ к системам управления) предусмотреть системы контроля доступа на площадки установок с регистрацией в журнале событий срабатываний системы.

6.5. Для контроля температуры окружающей среды и включения обогрева шкафов и зданий с размещённым оборудованием предусмотреть сигнализацию состояния системы регулирования температуры (норма, ниже нормы, выше нормы), обогрева и вентиляции (включена, выключена, неисправность, обесточена).

Лист 8 из 9

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

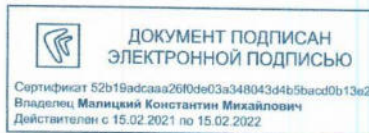
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

03/12-2021-УП-АТХ.ОЛ7

Лист
12

6.6. Состав оборудования, перечень параметров контроля и управления, основные технические решения письменно согласовать с заказчиком на стадии проектирования.

Главный метролог –
Начальник службы МАС



К.М.Малицкий

Лист 9 из 9

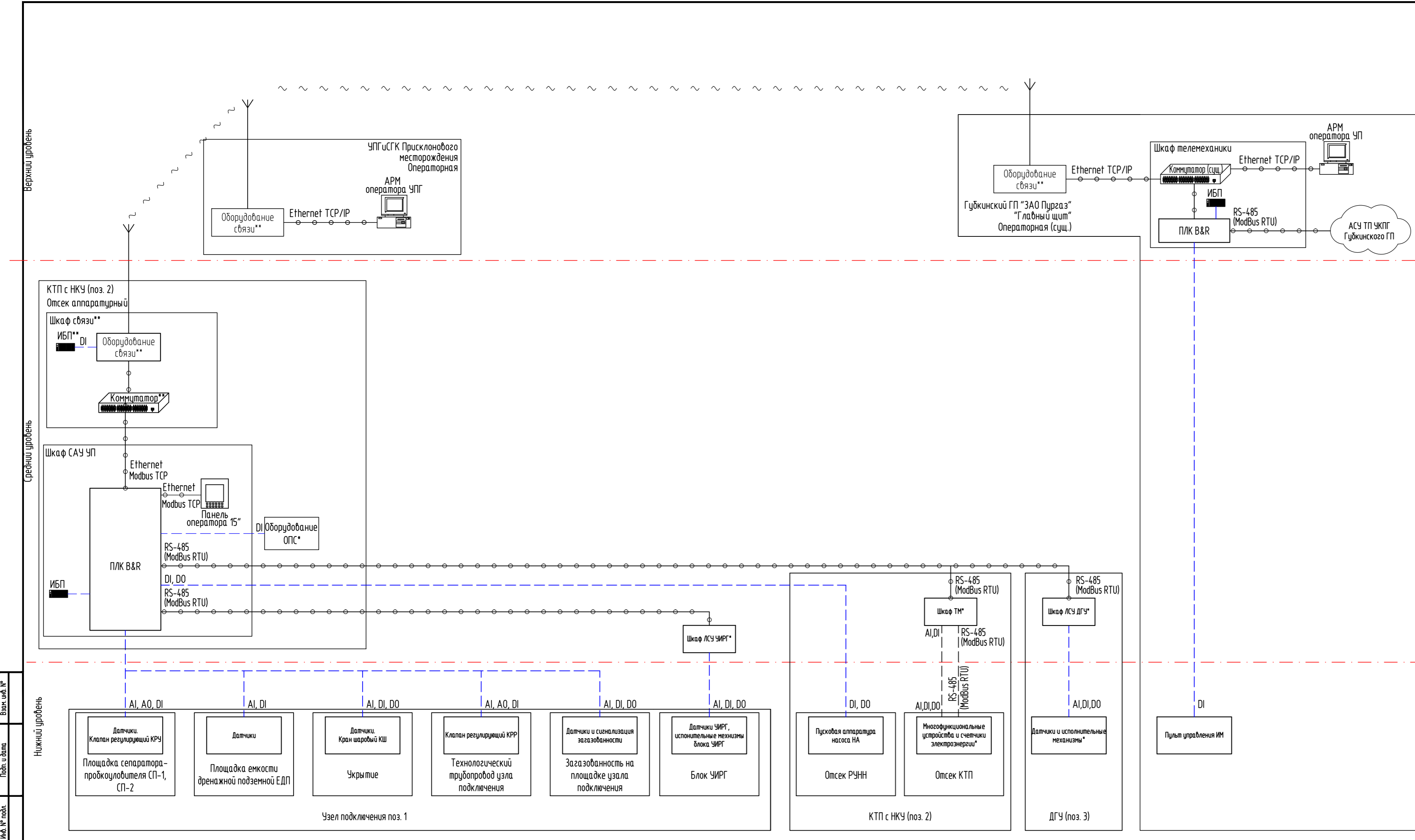
Инв. № подл.	Подпись и дата					Взам. инв. №
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Лист 13
03/12-2021-УП-АТХ.ОЛ7						

Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
AI	Аналоговый входной сигнал
АО	Аналоговый выходной сигнал
DI	Дискретный входной сигнал
DO	Дискретный выходной сигнал
АРМ	Автоматизированное рабочее место
ЛСУ	Локальная станция управления
УП	Узел подключения
УПГ	Установка подготовки газа
ИБП	Источник бесперебойного питания
ПЛК	Программируемый логический контроллер
ОПС	Охранно-пожарная сигнализация
сущ.	Существующий
—○—○—○—	Линия внутрисистемной связи
— — — — —	Линия передачи электронного или электрического аналогового, цифрового или дискретного сигнала
~ ~ ~	Беспроводная линия связи

- 1 * - поставляется комплектно, заводом-изготовителем оборудования.
- 2 ** - учтено в марке СС.
- 3 *** - учтено в марке ПС.

						03/12-2021-УП-АТХ.017		
						«Газопровод УПГ и СКГ Присклонного месторождения – точка врезки газосборная сеть ГПП ЗАО «Пурга»»		
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Приложение 2		
						Р	14	Листов
						000 «СКБ НТМ»		

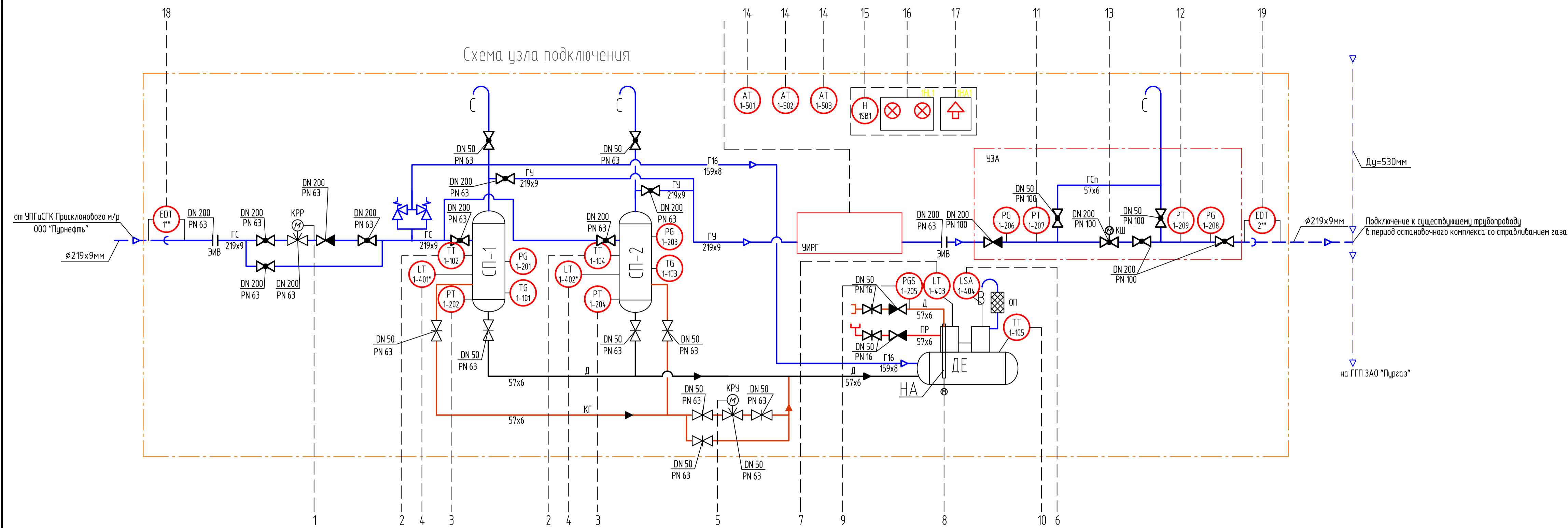


Изм. № подл. План и дата. Взам. инв. №

Позиц. обоз.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
СП-1,2	Газосепаратор сетчатый (Основной/резервный)	2	P=4.0 МПа, Дн=1200 мм	
ДЕ	Емкость дренажная подземная	1	V=8 м³, P = 0,07 МПа	
НА	Арзегат насосный полупогружной	1	Q = 12,5 м³/ч; H = 32 м	
УИРГ	Блок узла измерения расхода газа	1	Q = 170000-270000 м³/сут; P = 4 МПа	

Перечень элементов

Позиция	Наименование	Кол.	Примечание
TG1-101, TG1-103	Термометр биметаллический показывающий Т6-2Р/50...100 °С, класс точности 1,5, IP54 температура эксплуатации от -60 до +50 °С	2	
TT1-102, TT1-104, TT1-105	Датчик температуры Метран-286(0...+150 °С), 4-20 мА+HART, Exia, IP65, температура эксплуатации от -40 до +70 °С	3	
PG1-201, PG1-203, PG1-206, PG1-208	Манометр технический показывающий МП4-5(0...10 МПа), класс точности 1,5, IP54 температура эксплуатации от -50 до +60 °С	4	
PGS1-205	Манометр электроактивный ДМ2005 Сг1 Ex (0...0,6 МПа), класс точности 1,5, IP54 температура эксплуатации от -50 до +60 °С	1	
PT1-202, PT1-204, PT1-207, PT1-209	Датчик давления Метран-150TG4 (0...10 МПа), 4-20 мА+HART, Exia, IP66 температура эксплуатации от -40 до +80 °С	4	
LT1-401*, LT1-402*	Указатель уровня LGB, в комплекте с датчиком уровня LLT и сигнализатором уровня LSS, 4-20 мА+HART, Exia, IP66 температура эксплуатации от -60 до +80 °С, с электрообогревом	2	
LT1-403	Волноводный радарный уровнемер Rosemount 5300. Диапазон измерений 0...3000 мм, с функцией контроля межфазного уровня, 4-20 мА+HART, Exia, IP66 температура эксплуатации от -40 до +70 °С	1	
LSA1-404	Вибрационный сигнализатор уровня Rosemount 2100, 4-20 мА, Exia, IP66 температура эксплуатации от -40 до +70 °С	1	
AT1-501, AT1-502, AT1-503	Газоанализатор СГЭОС (пропан), 4-20 мА+с.к., Exd, IP66, температура эксплуатации от -60 до +90 °С	3	
ИН1	Поста аварийной сигнализации ПАСВ 72-73	1	комплектно с ВЭЛАН-КВПС
ИНА1	Пост звуковой сигнализации ПСВМ-С-744	1	комплектно с ВЭЛАН-КВПС
ИСБ1	Пост кнопочный КУ-92	1	комплектно с ВЭЛАН-КВПС
ИЗ2**	Пост управления кнопочный ПВК-25-ХЛ1	1	
И-СБ1	Пульт местного управления КШ	1	
FCV*	Блок управления клапаном регулирующий расход	1	
LCV*	Блок управления клапаном регулирующий уровень	1	
NSA1*	Блок управления краном шаровым	1	
NSA2**	Пусковая аппаратура насоса	1	



- 1 Управление регулятором КРР (Задание положения, положение), сигнализация состояния КРР (открыт, закрыт, ДУ, авария)
- 2 Температура в сепараторе СП-1, СП-2 0...60 °С; L=5°С
- 3 Давление в сепараторе СП-1, СП-2 1,9...3,7 МПа; L=1,9 МПа; H=3,9 МПа
- 4 Уровень в сепараторе СП-1, СП-2 500...1400 мм; L=650 мм; H=1300 мм
- 5 Управление регулятором КРЧ (Задание положения, положение), сигнализация состояния КРР (открыт, закрыт, ДУ, авария)
- 6 Сигнализация уровня в емкости ДЕ HН=1800 мм
- 7 Уровень в емкости ДЕ 0...2000 мм; L=400 мм; L=500 мм; H=1600 мм
- 8 Управление насосом НА (отключить) сигнализация состояния НА (блужден)
- 9 Сигнализация давления на выходе НА 0,3 МПа; LL=0 МПа; HH=0,4 МПа
- 10 Температура в емкости ДЕ 0...60 °С; L=5°С
- 11 Давление в приборе до КШ 1,9...3,7 МПа; L=1,9 МПа; H=3,9 МПа
- 12 Давление в приборе после КШ 1,9...3,7 МПа; L=1,9 МПа; H=3,9 МПа
- 13 Управление краном КШ (открыть, закрыть, стоп), сигнализация состояния КШ (открыт, закрыт, ДУ, авария)
- 14 Заземленность на площадке УП (аромат) HН=20% НКПР (1 порог); HН=50% НКПР (2 порог);
- 15 Съем звуковой сигнализации Опробование сигнализации
- 16 Сигнализация заземленности световая 1 порог
- 16 Сигнализация заземленности световая 2 порог
- 17 Сигнализация заземленности звуковая
- 18 Разность потенциалов на входе в УП 0...3 В
- 19 Разность потенциалов на выходе из УП 0...3 В
- 20 Передача данных с УИРГ

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Кран шаровый с ручным управлением
	Кран шаровый с электроприводом
	Клапан обратный
	Задвижка с ручным управлением
	Клапан регулирующий с электроприводом
	Клапан, регулирующий расход
	Клапан, регулирующий уровень
	Быстроразъемное соединение
	Свеча
	Воздушник
	Блок предохранительных клапанов (БПК)
	Электроизолирующая вставка
	Огнестойкий кабель
	Проектируемый трубопровод
	Существующий трубопровод
	Трубопровод газа на свечу продувочную
	Трубопровод газа на газосепараторы СП-1,2
	Трубопровод газа на узел запорной арматуры (УЗА)
	Трубопровод сброса газа с БПК
	Трубопровод газового конденсата
	Трубопровод дренажа
	Трубопровод пронарки
	Направление потока жидкости
	Направление потока газа
	Крытие
	Ограждение
	Надземная/подземная прокладка трубопровода
	Опуск (подъем)

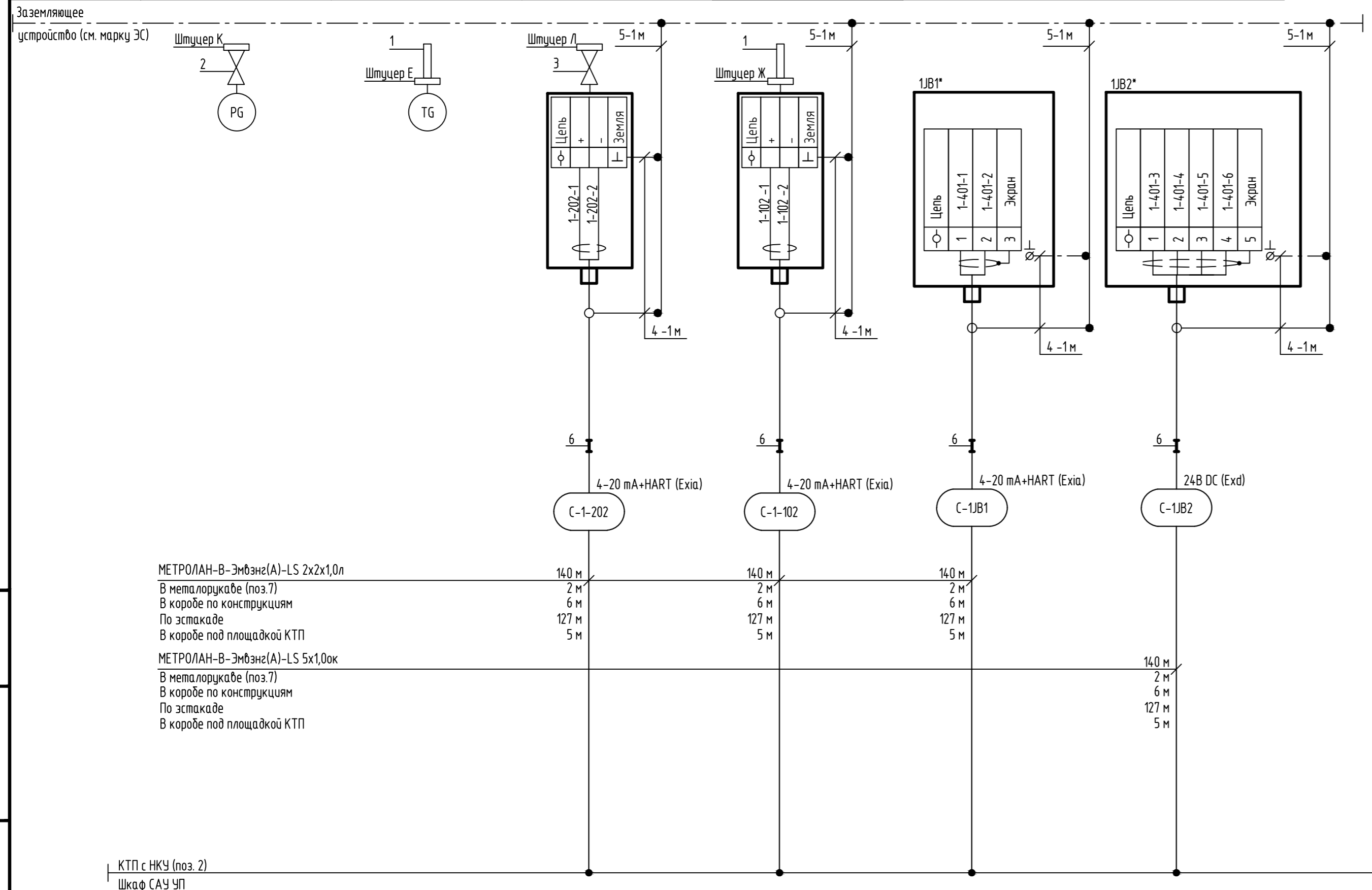
1 Схема автоматизации выполнена по ГОСТ 21408-2013 раздернутым способом на схеме технологической принципиальной. Условные обозначения приборов и средств автоматизации соответствует ГОСТ 21208-2013.
 2* - оборудование поставляется комплектно с технологическим оборудованием.
 3** - учтено в электротехнической части проекта.

Мас. № подл.	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взак. шиф. №	Функции АСУ ТП		КТП (НКЗ (поз. 2))		Операторная УПГ/СГК Присклоновского		Габаритный ГП ЗАО Пургаз	
				САУ УП	АРМ	САУ УП	АРМ	АРМ	АРМ		
				Измерение	•	•	•	•	•	•	•
				Автоматическое регулирование	•	•	•	•	•	•	•
				Автоматическое управление	•	•	•	•	•	•	•
				Технологическая защита	•	•	•	•	•	•	•
				Измерение (визуализация)	•	•	•	•	•	•	•
				Регистрация (архивирование)	•	•	•	•	•	•	•
				Дистанционное управление	•	•	•	•	•	•	•
				Сигнализация состояния	•	•	•	•	•	•	•
				Предупред. сигнализация	•	•	•	•	•	•	•
				Авар. сигнализация	•	•	•	•	•	•	•
				Измерение (визуализация)	•	•	•	•	•	•	•
				Регистрация (архивирование)	•	•	•	•	•	•	•
				Дистанционное управление	•	•	•	•	•	•	•
				Сигнализация состояния	•	•	•	•	•	•	•
				Предупред. сигнализация	•	•	•	•	•	•	•
				Авар. сигнализация	•	•	•	•	•	•	•

03/12-2021-УП-АТХ.017			
«Газопровод УПГ/СГК Присклоновского месторождения - точка врезки газосборная сеть ГПП ЗАО «Пургаз»			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№Фак
		Приложение 2	
Схема автоматизации		Страница	Лист
		Р	15
		000 "СКБ НТМ"	

Узел подключения поз. 1. Сепаратор-пробкоуловитель СП-1

Наименование параметра и место отбора импульса	Штуцер "К"	Штуцер "Е"	Штуцер "Л"	Штуцер "Ж"	Уровнемерная колонка*	
	Измерение давления	Измерение температуры	Измерение давления	Измерение температуры	Измерение уровня	Сигнализация уровня
Измеряемая среда	Газ	Конденсат газовой	Газ	Конденсат газовой	Конденсат газовой	
Тип прибора	Манометр	Термометр	Датчик давления	Датчик температуры	Датчик уровня	Сигнализатор уровня
Поз. прибора	PG-1-201	TG-1-101	PT-1-202	TT-1-102	LT-1-401*	



МЕТРОЛАН-В-Эмбэнг(А)-LS 2x2x1,0л
 В металорукаве (поз.7)
 В коробе по конструкциям
 По эстакаде
 В коробе под площадкой КТП
 140 м
 2 м
 6 м
 127 м
 5 м

МЕТРОЛАН-В-Эмбэнг(А)-LS 5x1,0ок
 В металорукаве (поз.7)
 В коробе по конструкциям
 По эстакаде
 В коробе под площадкой КТП
 140 м
 2 м
 6 м
 127 м
 5 м

КТП с НКУ (поз. 2)
 Шкаф САУ УП

Перечень элементов

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Гильза защитная, 12X18N10T, присоединение к датчику M20x1,5, присоединение к процессу M20x1,5, давление среды до 6,3 МПа	2	Комплектно с КИП
2	2-х вентильный блок ВД-05, присоединение к датчику M20x1,5, присоединение к процессу M20x1,5, нерж. сталь	1	
3	2-х вентильный блок, присоединение к датчику M20x1,5, присоединение к процессу M20x1,5, нерж. сталь	1	Комплектно с КИП
4	Провод монтажный, гибкий ПузВнг(А)-LS 1x6,0, ГОСТ 31947-2012	8 м	
5	Полоса стальная 4x25 ГОСТ 103-2006/ВстЭлс6 ГОСТ 535-2005	4 м	
6	Соединитель металорукав-короб, Ду20	4	
7	Рукав металлический, 6 ПВХ оболочке Ду20	8 м	
	Кабель витая пара МЕТРОЛАН-В-Эмбэнг(А)-LS 2x2x1,0л	420 м кол. 3	
	Кабель контрольный МЕТРОЛАН-В-Эмбэнг(А)-LS 5x1,0ок	140 м кол. 1	

* - поставляется комплектно с технологическим оборудованием

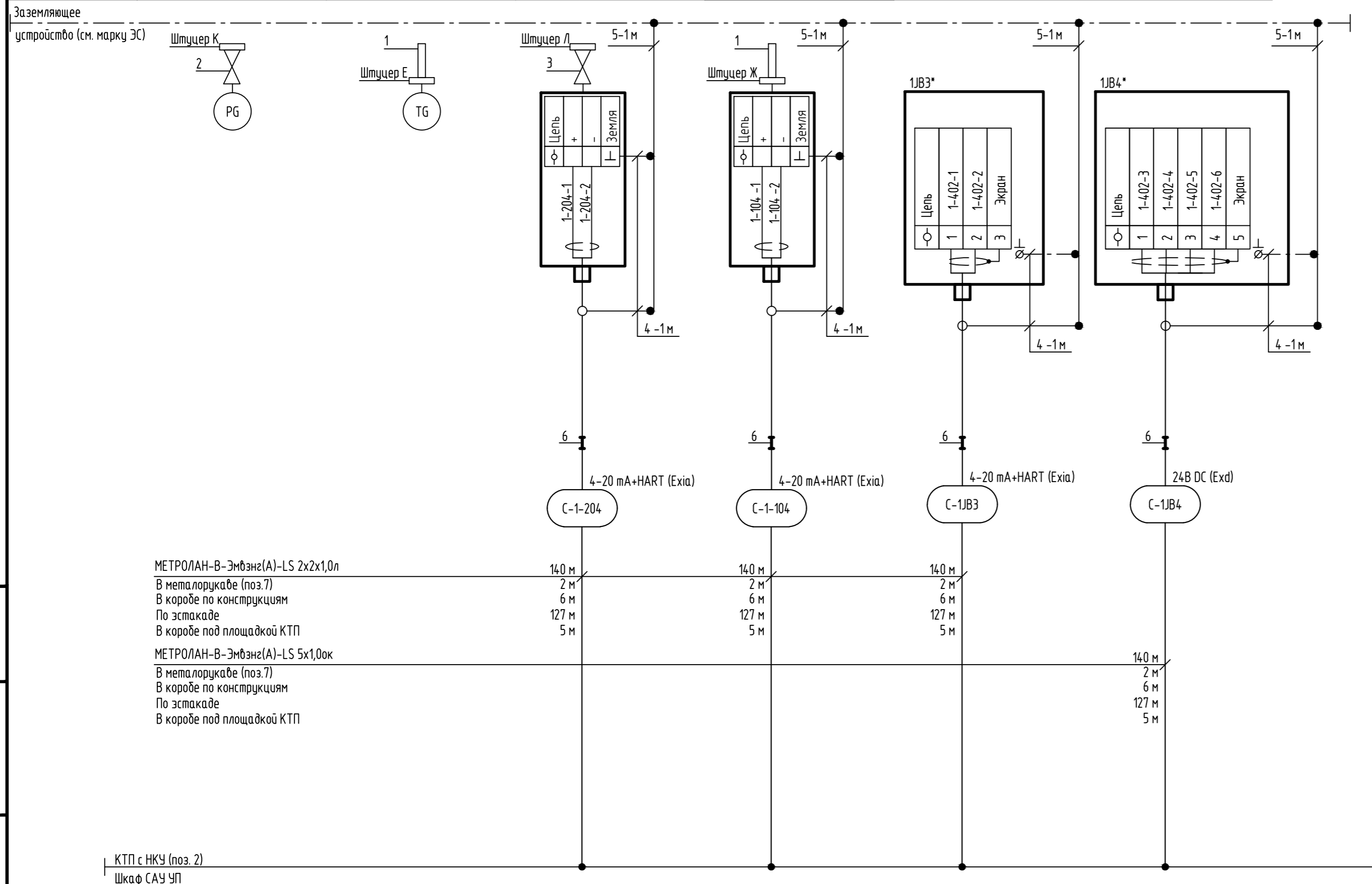
03/12-2021-УП-АТХ.0Л7

«Газопровод УПГ и СКГ Присклоноводного месторождения - точка врезки газосборная сеть ГП ЗАО «Пургаз»

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Приложение 3	Стадия	Лист	Листов
							Р	16	
Схема соединений внешних проводок (начало)							ООО "СКБ НТМ"		

Узел подключения поз. 1. Сепаратор-пробкоудовитель СП-2

Наименование параметра и место отбора импульса	Штуцер "К"	Штуцер "Е"	Штуцер "Л"	Штуцер "Ж"	Уровнемерная колонка*	
	Измерение давления	Измерение температуры	Измерение давления	Измерение температуры	Измерение уровня	Сигнализация уровня
Измеряемая среда	Газ	Конденсат газовой	Газ	Конденсат газовой	Конденсат газовой	
Тип прибора	Манометр	Термометр	Датчик давления	Датчик температуры	Датчик уровня	Сигнализатор уровня
Поз. прибора	PG-1-203	TG-1-103	PT-1-204	TT-1-104	LT-1-402*	



Перечень элементов

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Гильза защитная, 12X18N10T, присоединение к датчику M20x1,5, присоединение к процессу M20x1,5, давление среды до 6,3 МПа	2	Комплектно с КИП
2	2-х вентильный блок ВД-05, присоединение к датчику M20x1,5, присоединение к процессу M20x1,5, нерж. сталь	1	
3	2-х вентильный блок, присоединение к датчику M20x1,5, присоединение к процессу M20x1,5, нерж. сталь	1	Комплектно с КИП
4	Провод монтажный, гибкий ПузВнг(A)-LS 1x6,0, ГОСТ 31947-2012	8 м	
5	Полоса стальная 4x25 ГОСТ 103-2006/ВстЭлс6 ГОСТ 535-2005	4 м	
6	Соединитель металлорукав-короб, Ду20	4	
7	Рукав металлический, 6 ПВХ оболочке Ду20	8 м	
	Кабель витая пара МЕТРОЛАН-В-Эмбэнг(A)-LS 2x2x1,0л	420 м кол. 3	
	Кабель контрольный МЕТРОЛАН-В-Эмбэнг(A)-LS 5x1,0ок	140 м кол. 1	

* - поставляется комплектно с технологическим оборудованием

03/12-2021-УП-АТХ.0Л7

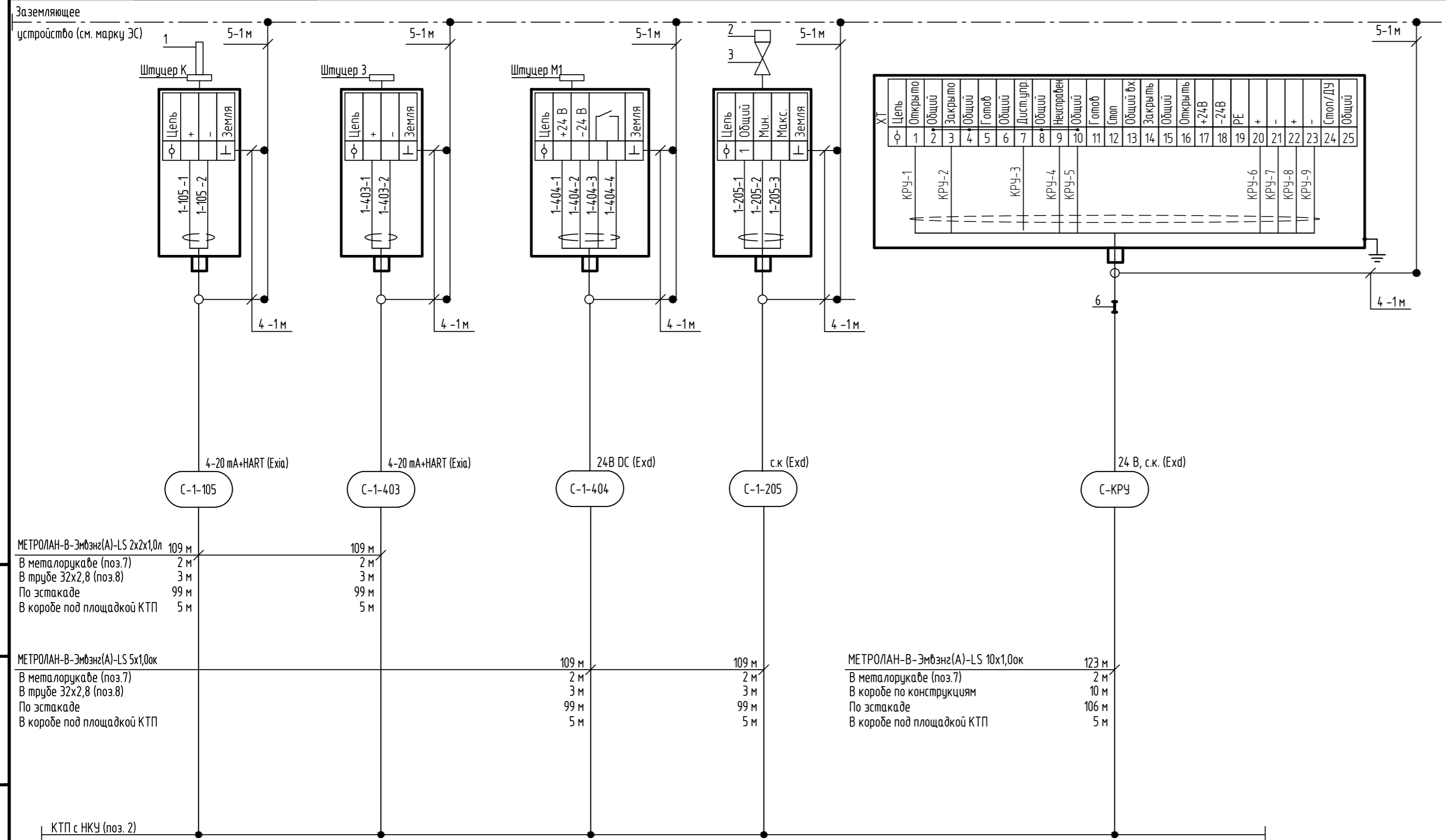
«Газопровод УПГ и СКГ Присклонового месторождения - точка врезки газосборная сеть ГПП ЗАО «Пургаз»

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Приложение 3	Стадия	Лист	Листов
							Р	17	
Схема соединений внешних пробоудов (продолжение)							ООО "СКБ НТМ"		

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

КТП с НКУ (поз. 2)
Шкаф САУ УП

Наименование параметра и место отбора импульса	Узел подключения поз. 1. Емкость дренажная подземная ДЕ				Трубопровод конденсата после СП
	Штуцер "К"	Штуцер "З"	Штуцер "И"	Выкид насоса НА	Управление (регулирование), сигнализация состояния (закрыто, открыто, дист.управление, положение)
Измеряемая среда	Измерение температуры	Измерение уровня	Сигнализация максимального уровня	Сигнализация давления	
Тип прибора	Датчик температуры	Датчик уровня	Сигнализатор уровня	Манометр электроконтактный	Электропривод клапана КРЧ (см. марку ТХ)
Поз. прибора	ТТ-1-105	ЛТ-1-403	ЛСА-1-404	РГС-1-205	



Перечень элементов

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Гильза защитная, 12X18N10T, присоединение к датчику М20х1,5, присоединение к процессу М20х1,5, давление среды до 6,3 МПа	1	Комплектно с КИП
2	Бобышка приварная прямая БП1-М20х1,5-55	1	Учтено маркой ЛТ
3	2-х вентильный блок ВД-05, присоединение к датчику М20х1,5, присоединение к процессу М20х1,5, нерж. сталь	1	
4	Провод монтажный, гибкий ПузВнг(А)-LS 1x6,0, ГОСТ 31947-2012	9 м	
5	Полоса стальная 4x25 ГОСТ 103-2006/ВстЭнс6 ГОСТ 535-2005	5 м	
6	Соединитель металлорукав-короб, Ду20	1	
7	Рукав металлический, в ПВХ оболочке Ду20	10 м	
8	Труба водогазопроводная 32x2,8 ГОСТ 3262-75	12 м	
	Кабель витая пара МЕТРОЛАН-В-Эмвэнз(А)-LS 2x2x1,0л	218 м кол. 2	
	Кабель контрольный МЕТРОЛАН-В-Эмвэнз(А)-LS 5x1,0ок	218 м кол. 2	
	Кабель контрольный МЕТРОЛАН-В-Эмвэнз(А)-LS 10x1,0ок	123 м кол. 1	

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

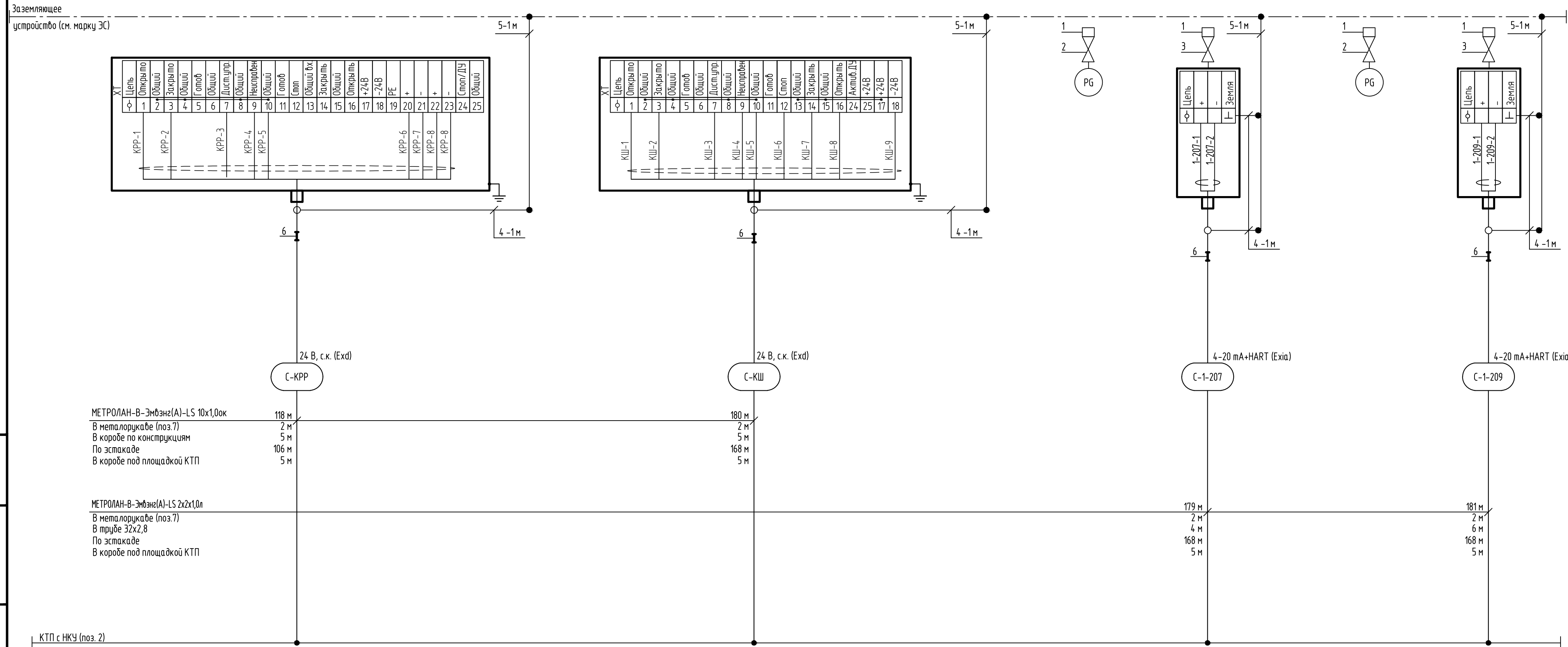
МЕТРОЛАН-В-Эмвэнз(А)-LS 2x2x1,0л	109 м
В металлорукаве (поз.7)	2 м
В трубе 32x2,8 (поз.8)	3 м
По эстакаде	99 м
В коробе под площадкой КТП	5 м
МЕТРОЛАН-В-Эмвэнз(А)-LS 5x1,0ок	109 м
В металлорукаве (поз.7)	2 м
В трубе 32x2,8 (поз.8)	3 м
По эстакаде	99 м
В коробе под площадкой КТП	5 м
МЕТРОЛАН-В-Эмвэнз(А)-LS 10x1,0ок	123 м
В металлорукаве (поз.7)	2 м
В коробе по конструкциям	10 м
По эстакаде	106 м
В коробе под площадкой КТП	5 м

03/12-2021-УП-АТХ.0Л7

«Газопровод УПГ и СКГ Присклоноводного месторождения – точка врезки газосборная сеть ГПП ЗАО «Пургаз»

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Приложение 3	Стадия	Лист	Листов
							Р	18	
Схема соединений внешних проводок (продолжение)							ООО "СКБ НТМ"		

Наименование параметра и место отбора импульса	Узел подключения поз. 1. Газопровод					
	Управление (регулирование), сигнализация состояния (закрыто, открыто, дист.управление, положение)	Управление (открыть, закрыть, стоп), сигнализация состояния (закрыто, открыто, дист.управление, авария)	До КШ		После КШ	
			Измерение давления	Измерение давления	Измерение давления	Измерение давления
Измеряемая среда	-	-	Газ	Газ	Газ	Газ
Тип прибора	Электропривод клапана KPP (см. марку TX)	Электропривод крана КШ (см. марку ЭМ)	Манометр	Датчик давления	Манометр	Датчик давления
Поз. прибора			PG-1-206	PT-1-207	PG-1-208	PT-1-209



Перечень элементов			
Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Бобышка приварная прямая БП1-М20х1,5-55	4	Учтено маркой ЛТ
2	2-х вентильный блок ВД-05, присоединение к датчику М20х1,5, присоединение к процессу М20х1,5, нерж. сталь	2	
3	2-х вентильный блок, присоединение к датчику М20х1,5, присоединение к процессу М20х1,5, нерж. сталь	2	Комплектно с КИП
4	Провод монтажный, гибкий ПузВнг(А)-LS 1х6,0, ГОСТ 31947-2012	6 м	
5	Полоса стальная 4х25 ГОСТ 103-2006/ВстЭпс6 ГОСТ 535-2005	4 м	
6	Соединитель металлорукав-короб, Ду20	4	
7	Рукав металлический, в ПВХ оболочке Ду20	8 м	
	Кабель витая пара МЕТРОЛАН-В-Эмвэнз(А)-LS 2х2х1,0л	360 м кол. 2	
	Кабель контрольный МЕТРОЛАН-В-Эмвэнз(А)-LS 10х1,0ок	298 м кол. 2	

03/12-2021-УП-АТХ.0/17			
«Газопровод УПГ и СКГ Присклоногого месторождения - точка врезки газосборная сеть ГПП ЗАО «Пурга»»			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.
Приложение 3			Стадия
			Р
			Лист
			19
			Листов
Схема соединений внешних проводов (продолжение)			000 "СКБ НТМ"

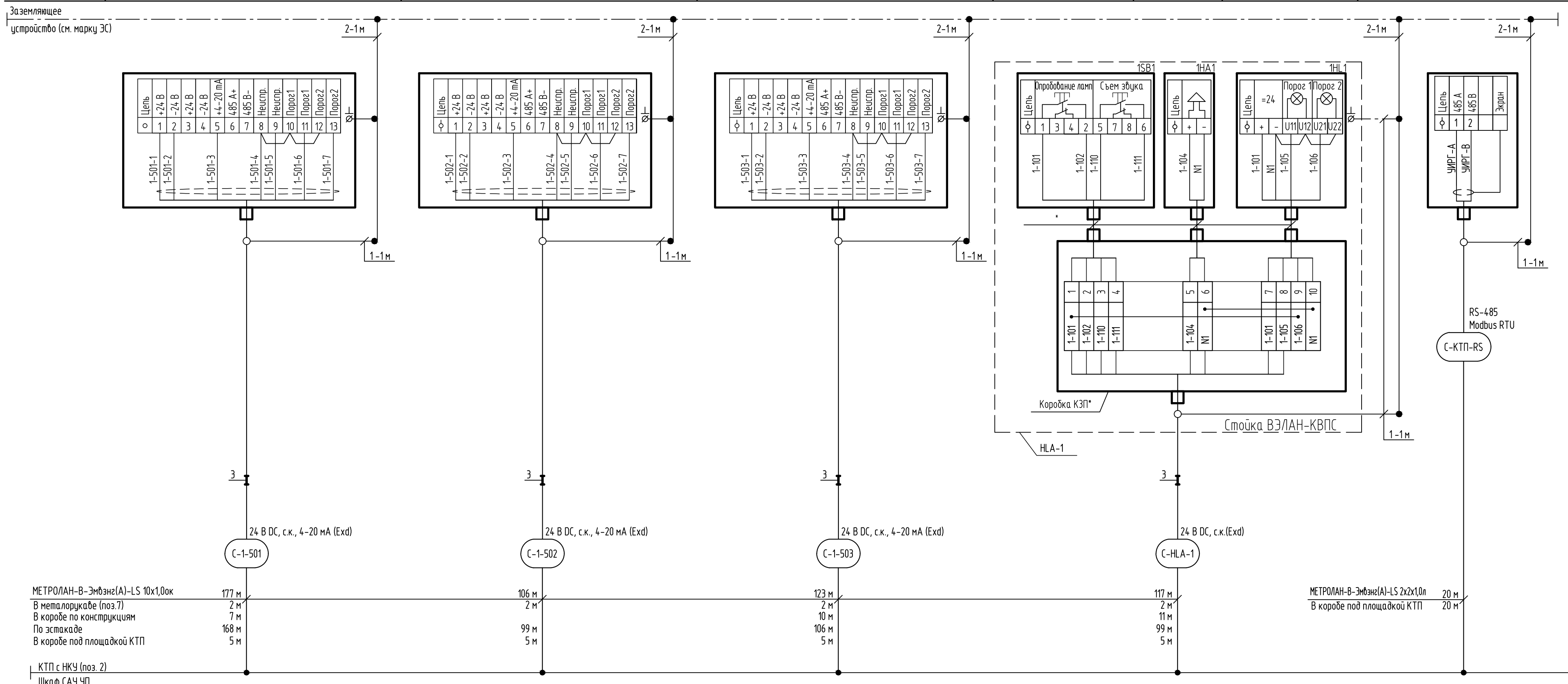
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инд. № подл.

КТП с НКЧ (поз. 2)
Шкаф САУ УП

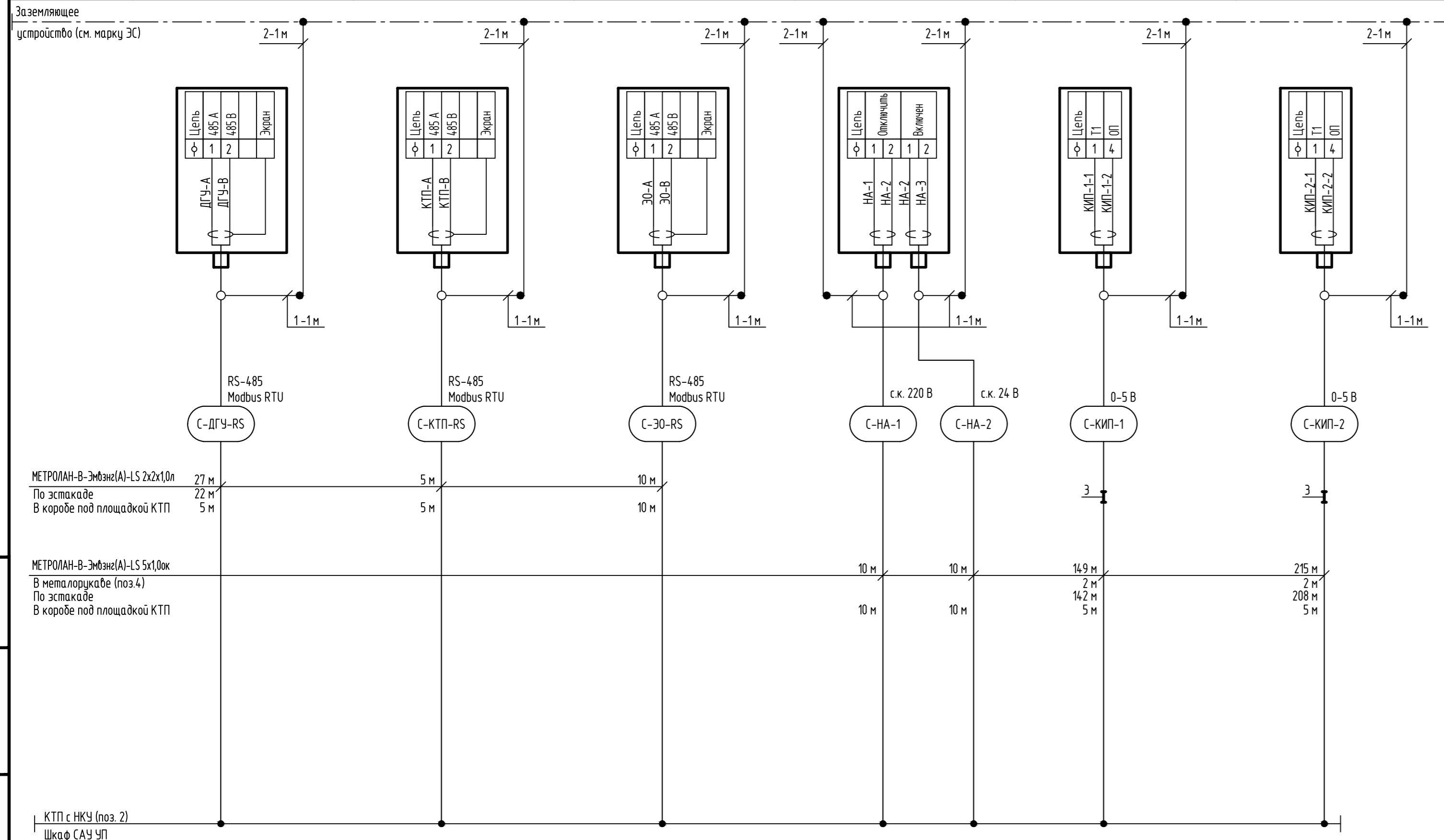
Наименование параметра и место отбора импульса	Узел подключения поз. 1. На открытой площадке						КТП с НКУ, поз. 2
	На площадке		Стойка контроля загазованности				
Измеряемая среда	Измерение загазованности	Измерение загазованности	Измерение загазованности	Опробование светозвучковой сигнализации, съем звука	Сигнализация звуковая (Порог1, порог 2)	Сигнализация световая (Порог1, порог 2)	Передача данных
Тип прибора	Газовоздушная смесь (пропан)	Газовоздушная смесь (пропан)	Газовоздушная смесь (пропан)	-	-	-	-
Поз. прибора	Газоанализатор AT-1-501	Газоанализатор AT-1-502	Газоанализатор AT-1-503	Пост кнопочный 1SB1	Пост сигнализации 1HA1	Пост сигнализации 1HL1	Шкаф ЛСУ УИРГ



Перечень элементов			
Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Провод монтажный, гибкий ПузВнг(A)-LS 1x6,0, ГОСТ 31947-2012	9 м	
2	Полоса стальная 4x25 ГОСТ 103-2006/ВстЭпс6 ГОСТ 535-2005	10 м	
3	Соединитель металлорукав-короб, Ду20	4	
4	Рукав металлический, в ПВХ оболочке Ду20	8 м	
	Кабель контрольный МЕТРОЛАН-В-Эмвэнг(A)-LS 10x1,0ак	523 м кол. 4	
	Кабель витая пара МЕТРОЛАН-В-Эмвэнг(A)-LS 2x2x1,0л	20 м кол. 1	

03/12-2021-УП-АТХ.017				
«Газопровод УПГ и СКГ Присклоновое месторождения - точка врезки газосборная сеть ГТП ЗАО «Пургаз»				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подл.
				Дата
Приложение 3			Стадия	Лист
			Р	20
Схема соединений внешних проводок (продолжение)				000 "СКБ НТМ"

Наименование параметра и место отбора импульса	ДГУ, поз. 3	КТП с НКЧ, поз. 2			Газопровод	
	Передача данных	Передача данных	Передача данных	Управление НА (отключить), сигнализация состояния (включен)	Измерение разности потенциала на входе в УП	Измерение разности потенциала на выходе из УП
Измеряемая среда	-	-	-	-	-	-
Тип прибора	ЛСУ ДГУ	Шкаф ТМ	Щит ЭО (управления электрообогревом)	ЩУН-НА	см. марку ЭС	см. марку ЭС
Поз. прибора						

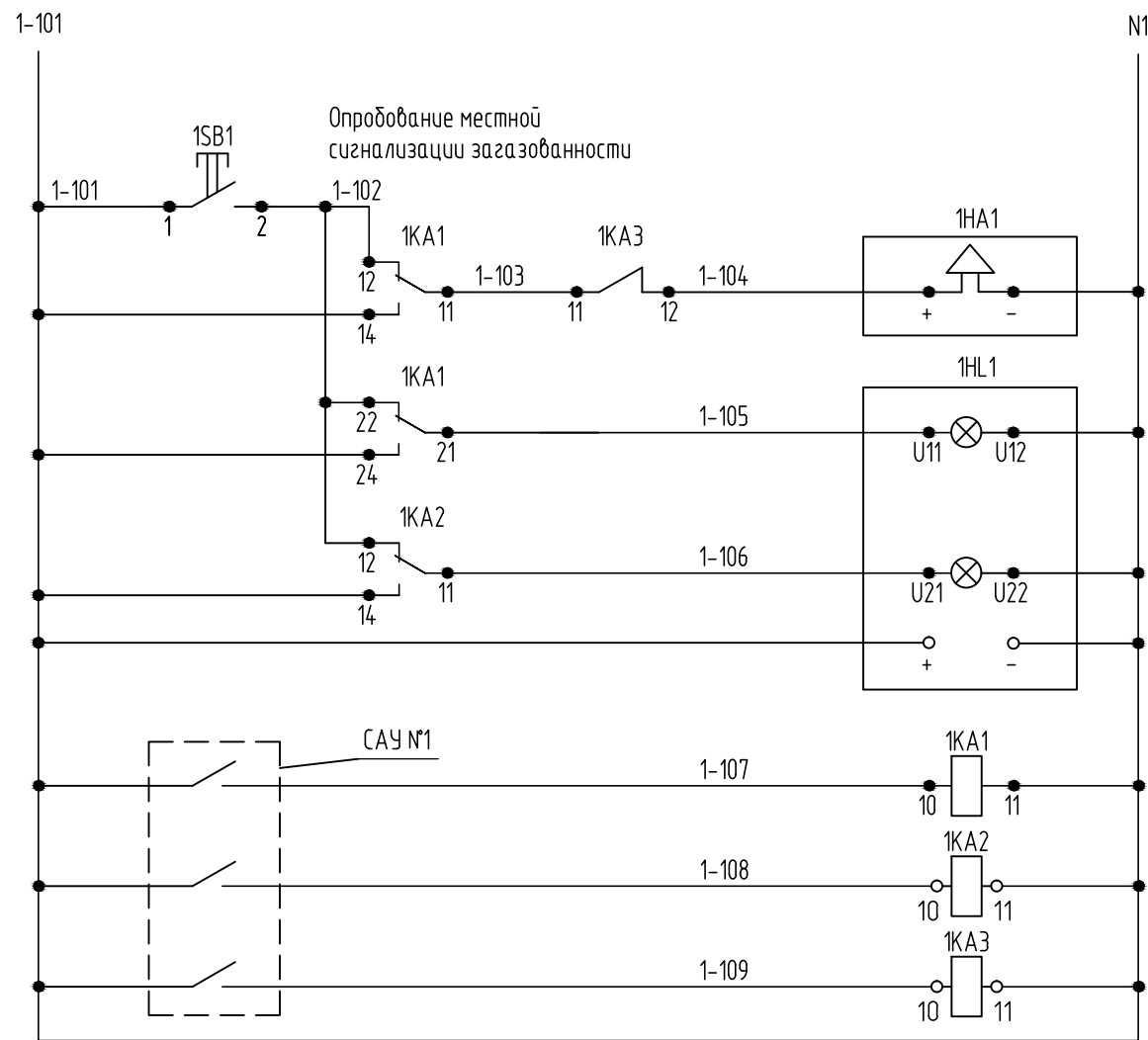


Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Провод монтажный, гибкий ПузВнг(A)-LS 1х6,0, ГОСТ 31947-2012	7 м	
2	Полоса стальная 4х25 ГОСТ 103-2006/ВстЭлс6 ГОСТ 535-2005	7 м	
3	Соединитель металлорукав-короб, Ду20	2	
4	Рукав металлический, в ПВХ оболочке Ду20	4 м	
	Кабель витая пара МЕТРОЛАН-В-Эмвэнз(A)-LS 2х2х1,0л	42 м кол. 3	
	Кабель контрольный МЕТРОЛАН-В-Эмвэнз(A)-LS 5х1,0ок	384 м кол. 4	

Инф. № подл. Подл. и дата. Взам. инв. №

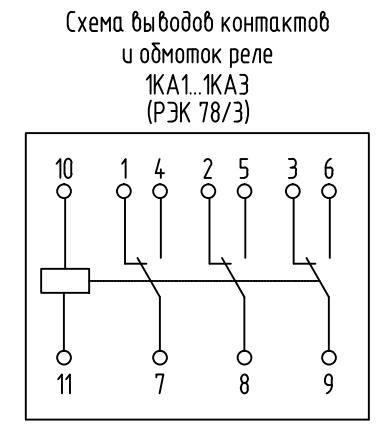
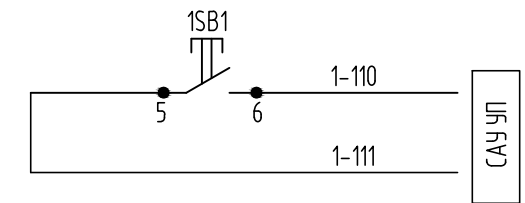
КТП с НКЧ (поз. 2)
Шкаф САУ УП

03/12-2021-УП-АТХ.0Л7					
«Газопровод УПГ и СКГ Присклоноводного месторождения – точка врезки газосборная сеть ГПП ЗАО «Пургаз»					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Приложение 3				Стадия	Лист
				Р	21
Схема соединений внешних проводов (окончание)				ООО «СКБ НТМ»	



Шкаф САУ УП Питание =24 В			
Площадка узла подключения	Звуковая сигнализация		
	Световая сигнализация	Загазованность	20% НКПВ
Промежуточные реле	Загазованность	20% НКПВ	
	Загазованность	50% НКПВ	
	Съем звука		

Площадка узла подключения	Съем звука
---------------------------	------------



Перечень элементов

Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
КТП с НКУ поз. 2. Шкаф САУ УП			
1KA1... 1KA3	Реле промежуточное РЭК 78/3, =24 В, 3 Вт с розеточным модулем РРМ 78/3	3	
Аппаратура по месту			
1SB1	Пост кнопочный КУ92-(Л-16-М27)х2 с/э	1	Комплект Взлан-КВПС
1HA1	Пост звуковой сигнализации ПСВМ-С-744 У1	1	Комплект Взлан-КВПС
1HL1	Пост аварийной сигнализации взрывозащищенный ПАСВ72-73-1Ж1К В2	1	Комплект Взлан-КВПС

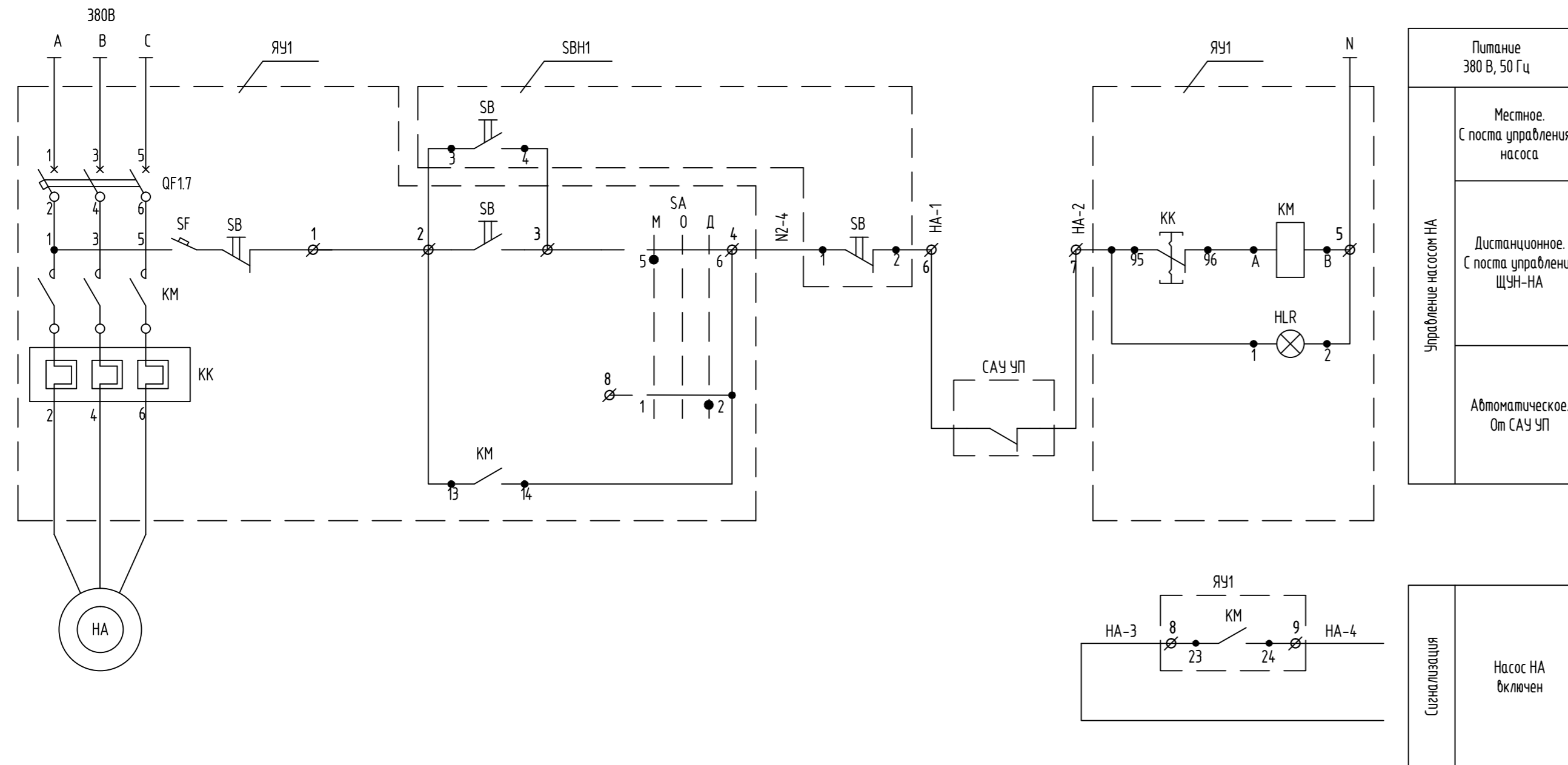
1 Питание схемы свето-звуковой сигнализации загазованности выполнить от блока питания 24 В, входящего в комплект поставки шкафа САУ УП.

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

03/12-2021-УП-АТХ.0Л7					
«Газопровод УПГ и СКГ Присклоновое месторождения - точка врезки газосборная сеть ГПП ЗАО «Пургаз»					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Приложение 4				Стадия	Лист
				Р	22
Схема электрическая принципиальная свето-звуковой сигнализации загазованности				ООО «СКБ НТМ»	

Перечень элементов

Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
<u>Аппаратура по месту</u>			
H1	Электродвигатель насоса НА	1	
SBHA	Пост кнопочный ПВК 1П1С-5-1/Л220-16/12-Ехрп25(52)		Учтено в марке ЭС
<u>Аппаратура в КТП</u>			
ЯУ1	Ящик управления двигателем Я5111-2274 УХЛ4 1,6 А	1	Учтено в марке ЭМ



1 Маркировка, взятая в квадратные скобки – заводская маркировка блока управления.

03/12-2021-УП-АТХ.0Л7					
«Газопровод УПГ и СКГ Присклоновое месторождения – точка врезки газосборная сеть ГПП ЗАО «Пургаз»					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Приложение 4				Стадия	Лист
				Р	23
Схема электрическая принципиальная управления насосом НА				ООО «СКБ НТМ»	

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

№ п/п	Наименование параметра	Шифр параметра	Прибор	Тип сигнала	Диапазон измерения	Ед. измерения	Значение параметра									Функции системы управления										Примечание			
							Блокировка				Сигнализация				Номин.	Контроллер			Рабочая станция										
							LL	L	H	HH	LL	L	H	HH		Регул.	Управ.	Блок.	Индик.	Сигн.	ДУ	Истор.	Прот.	Нараб. объектов	Вычисл.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27			
Шкаф САУ УП																													
1	Задание положения КРР	КРР	Электропривод клапана регулирующего расход учтено в марке (ЛТ)	АО (4-20мА)												+					+	+							
2	Положение КРР			АI (4-20мА)														+			+	+							
3	КРР открыт			DI (с к. НО)																		+		+					
4	КРР закрыт			DI (с к. НО)																		+		+					
5	Авария КРР			DI (с к. НО)																		+		+	+				
6	Дистанционное управление КРР			DI (с к. НО)																		+		+					
7	Питание цепей управления			24 В DC																									
8	Температура в сепараторе СП-1	ТТ-1-102	Метран-286	АI (4-20мА)	0.50	°C					5								+	+		+					Рномр.=0,5 Вм		
9	Давление в сепараторе СП-1	РТ-1-202	Метран-150	АI (4-20мА)	0.10	МПа					1,9	3,9							+	+		+					Рномр.=0,5 Вм		
	Уровень в сепараторе СП-1	LT-1-401	Датчик уровня LGB	АI (4-20мА)	500_1400	мм					650	1300				+			+	+		+					Рномр.=0,5 Вм		
	Максимальный уровень в сепараторе СП-1			DI (с к. НО)		мм						1300										+		+					
	Минимальный уровень в сепараторе СП-1			DI (с к. НО)		мм					650											+		+					
	Температура в сепараторе СП-2	ТТ-1-104	Метран-286	АI (4-20мА)	0.50	°C					5								+	+		+					Рномр.=0,5 Вм		
	Давление в сепараторе СП-2	РТ-1-204	Метран-150	АI (4-20мА)	0.10	МПа					1,9	3,9							+	+		+					Рномр.=0,5 Вм		
	Уровень в сепараторе СП-2	LT-1-402	Датчик уровня LGB	АI (4-20мА)	500_1400	мм					650	1300				+			+	+		+					Рномр.=0,5 Вм		
	Максимальный уровень в сепараторе СП-2			DI (с к. НО)		мм						1300										+		+					
	Минимальный уровень в сепараторе СП-2			DI (с к. НО)		мм					650											+		+					
	Задание положения КРУ	КРР	Электропривод клапана регулирующего расход учтено в марке (ЛТ)	АО (4-20мА)												+	+				+	+					- Поддержание уровня конденсата в сепараторе СП-1, СП-2700 мм по датчику LT-1-401 или LT-1-402 - При Уровне НН в дренажной емкости ДЕ зарыть клапан.		
	Положение КРУ			АI (4-20мА)													+					+	+						
	КРУ открыт			DI (с к. НО)																		+		+					
	КРУ закрыт			DI (с к. НО)																		+		+					

Инв. № подл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

03/12-2021-УП-АТХ.0/17					
«Газопровод УПГУСКГ Присклоновского месторождения – точка врезки газосборная сеть ГПП ЗАО «Пургаз»					
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата
Приложение 5				Стадия	Лист
Перечень входных-выходных сигналов системы АСУТП				Р	24
ООО «СКБ-НТМ»					

№ п/п	Наименование параметра	Шифр параметра	Прибор	Тип сигнала	Диапазон измерения	Ед. измерения	Значение параметра									Функции системы управления										Примечание
							Блокировка				Сигнализация				Номин.	Контроллер			Рабочая станция							
							LL	L	H	HH	LL	L	H	HH		Регул.	Управ.	Блок.	Индик.	Сигн.	ДУ	Истор.	Прот.	Нараб. объектов	Вычисл.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
	Авария КРУ			DI (с.к. НО)																+		+	+			
	Дистанционное управление КРУ			DI (с.к. НО)																+		+				
	Питание цепей управления			24 В DC																						
	Сигнализация аварийного максимального уровня в емкости ДЕ	LSA-1-404	Rosemount 2100	DI (с.к. НО))		мм								1800		+			+		+					
	Питание датчика			=24 В																						Рномр.=0,1 Вт
	Уровень в емкости ДЕ	LT-1-403	Rosemount 5300	AI (4-20МА)	0..2000	мм					400	500	1600			+		+	+		+					
	Отключить насос НА	NSA2	ЩУН-НА учтен в марке ЭС	DO (с.к. НЗ)													+				+	+				- Отключить насос при уровне L в емкости ДЕ - Отключить насос при давлении LL, HH на выкиде насоса - Отключить насос при загазованности HH на площадке
	Насос НА включен			DI (с.к. НО)																+		+		+		
	Сигнализация максимального давления на выкиде насоса НА	PGS-1-205	DM2005Cr1	DI (с.к. НО)		МПа								0,4		+				+		+				
	Сигнализация минимального давления на выкиде насоса НА			DI (с.к. НО)		МПа				0						+				+		+				
	Температура в емкости ДЕ	TT-1-105	Метран-286	AI (4-20МА)	0..50	°C						5							+	+		+				Рномр.=0,5 Вт
	Давление в газопроводе до КШ	PT-1-207	Метран-150	AI (4-20МА)	0..10	МПа						3,1	5						+	+		+				Рномр.=0,5 Вт
	Давление в газопроводе после КШ	PT-1-209	Метран-150	AI (4-20МА)	0..10	МПа						3,1	5						+	+		+				Рномр.=0,5 Вт
	Открыть КШ			DO (с.к. НО)												+					+	+				
	Закрыть КШ			DO (с.к. НО)												+					+	+				
	Стоп КШ			DO (с.к. НО)													+					+	+			стоп при аварии крана
	КШ открыта			DI (с.к. НО)																	+	+				
	КШ закрыта			DI (с.к. НО)																	+	+				
	Авария КШ			DI (с.к. НО)																	+	+	+			
	Дистанционное управление КШ			DI (с.к. НО)																	+	+				
	Питание цепей управления			24 В DC																						
	Загазованность окружающей среды			AI (4-20МА)	0..100	% НКПР													+			+				
	Загазованность «Порог 1»	AT-501	СГОЭС	DI (с.к. НО))		% НКПР							20								+	+				
	Загазованность «Порог 1»			DI (с.к. НО))		% НКПР								50							+	+	+			

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

Изм.	Кол-н	Лист	№	Подп.	Дата
------	-------	------	---	-------	------

03/12-2021-УП-АТХ.017

Лист
25

№ п/п	Наименование параметра	Шифр параметра	Прибор	Тип сигнала	Диапазон измерения	Ед. измерения	Значение параметра									Функции системы управления										Примечание		
							Блокировка				Сигнализация				Номин.	Контроллер			Рабочая станция									
							LL	L	H	HH	LL	L	H	HH		Резул.	Управ.	Блок.	Индик.	Сигн.	ДУ	Истор.	Прот.	Нараб. объектов	Вычисл.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27		
	Неисправность газоанализатора			DI (с.к. HO)																+		+			+			
	Загазованность окружающей среды	AT-502	СГОЭС	AI (4-20мА)	0.100	% НКПР														+		+						
	Загазованность «Порог 1»			DI (с.к. HO)		% НКПР					20											+		+				
	Загазованность «Порог 1»			DI (с.к. HO)		% НКПР							50									+		+	+			
	Неисправность газоанализатора			DI (с.к. HO)		% НКПР																+		+		+		
	Загазованность окружающей среды	AT-502	СГОЭС	AI (4-20мА)	0.100	% НКПР														+		+						
	Загазованность «Порог 1»			DI (с.к. HO)		% НКПР					20											+		+				
	Загазованность «Порог 1»			DI (с.к. HO)		% НКПР							50									+		+	+			
	Неисправность газоанализатора			DI (с.к. HO)		% НКПР																+		+		+		
	Загазованность окружающей среды (Порог 1)	1HL1 1HA1	РЭК 78/3	DO (с.к. HO)													+					+				Включить при срабатывании загазованности окружающей среды (Порог1) Отключить при снятии сигнала загазованности окружающей среды (Порог1)		
	Загазованность окружающей среды (Порог 2)	1HL1 1HA1	РЭК 78/3	DO (с.к. HO)													+					+				Включить при срабатывании загазованности окружающей среды (Порог2) Отключить при снятии сигнала загазованности окружающей среды (Порог2)		
	Загазованность окружающей среды (Съем звука)	1HA1	РЭК 78/3	DO (с.к. HO)													+					+				Включить при нажатии кнопки "Съем звука". Отключить при повторном нажатии кнопки		
	Нажатие кнопки "Съем звука"	1SB1	КУ-92	DI (с.к. HO)																+		+						
	Разность потенциалов на входе в УП	EDT-1	Контрольно-измерительный пункт. учтено в марке (ЭС)	AI (0-5 В)	0.3	В														+		+						
	Разность потенциалов на выходе из УП	EDT-2	Контрольно-измерительный пункт. учтено в марке (ЭС)	AI (0-5 В)	0.3	В														+		+						
	Передача данных с КТП и НКУ	Шкаф ТМ	Учтен в марке (ЭС)	RS-485 (Modbus RTU)														+	+	+	+	+	+	+				
	Передача данных с ДГУ	ЛСУ ДГУ	ЛСУ ДГУ учтен в марке (ЭС)	RS-485 (Modbus RTU)														+	+	+	+	+	+	+				
	Передача данных с блока УИРГ	ЛСУ УИРГ	ЛСУ УИРГ учтен в марке (ТХ)	RS-485 (Modbus RTU)														+	+	+	+	+	+	+	+			
	Пожар на площадке	ППКОП	ППКОП учтен в марке (ПС)	DI (с.к. HO)																+		+						
	Неисправность оборудования пожарной сигнализации			DI (с.к. HO)		% НКПР																+		+		+		

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колун.	Лист	№	Подп.	Дата
------	--------	------	---	-------	------

03/12-2021-УП-АТХ.017

Лист
26

№ п/п	Наименование параметра	Шифр параметра	Прибор	Тип сигнала	Диапазон измерения	Ед. измерения	Значение параметра								Функции системы управления								Примечание			
							Блокировка				Сигнализация				Номин.	Контроллер			Рабочая станция							
							LL	L	H	HH	LL	L	H	HH		Регул.	Управ.	Блок.	Индик.	Сигн.	ДУ	Истор.		Прот.	Нароб. аппарат	Вычисл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
	Проникновение на площадку	ППКОП	ППКОП учтен в марке (ПС)	DI (с.к. HO))																+		+				
	Неисправность оборудования охранной сигнализации			DI (с.к. HO))																		+		+		+

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

Изм.	Кол-н	Лист	№	Подп.	Дата

03/12-2021-УП-АТХ.017

Лист
27