



Общество с ограниченной ответственностью
«СКБ НТМ»

Свидетельство 0161-01-17 от 10 февраля 2017 года
Выписка СРО №000000000000000000000444 от 01.12.2021

Заказчик - ООО «Пурнефть»

Газопровод УПГиСГК Присклонового месторождения - точка
врезки газосборная сеть ГПП ЗАО «Пургаз»

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ

03/12-2021-ТР

Главный инженер проекта

А.Н. Коптелов

СОГЛАСОВАНО

УТВЕРЖДАЮ

« ____ » _____ 2022 г.

« ____ » _____ 2022 г.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ

Газопровод УПГиСГК Присклонового месторождения - точка врезки газосборная сеть ГПП ЗАО «Пургаз»

Срок введения « ____ » _____ 2022 г.

СОГЛАСОВАНО:

Главный механик

« ____ » _____ 2022 г.

Начальник ПТТО

« ____ » _____ 2022 г.

Главный энергетик

« ____ » _____ 2022 г.

Главный метролог-начальник службы МАС

« ____ » _____ 2022 г.

Начальник НГП

« ____ » _____ 2022 г.

Начальник участка УДГ и ГК

« ____ » _____ 2022 г.

Индекс регламента

Срок действия « ____ » _____ 2027 г.

г. Тюмень
2022 г

Оглавление

1	Общая характеристика производственного объекта.....	5
2	Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции	6
2.1	Исходное сырье	6
2.2	Продукция.....	6
2.3	Материалы и реагенты.....	7
3	Описание технологического процесса производственного объекта.....	7
3.1	Линейный газопровод.....	7
3.1.1	Сведения о категории и классе линейного объекта.....	8
3.2	Узел подключения (УП)	11
3.3	Узел врезки (УВ).....	12
4	Нормы технологического режима	12
5	Контроль технологического процесса	14
5.1	Площадка узла подключения.....	14
6	Основные положения пуска и остановки производственного объекта при нормальных условиях.....	21
6.1	Подготовка к пуску оборудования и сооружений.....	21
6.2	Пуск газопровода в нормальных условиях.....	24
6.2.1	Пуск	24
6.3	Нормальная остановка	24
6.3.1	Остановка оборудования	24
6.4	Пуск и остановка в зимнее время.....	25
7	Безопасная эксплуатация производства	26
7.1	Производственные опасности	26
7.2	Мероприятия по обеспечению безопасного ведения технологического процесса.....	26
8	Методы и средства защиты рабочих от производственных опасностей	33
8.1	Контроль загазованности.....	33
8.2	Защита персонала.....	34
9	Дополнительные меры безопасности при эксплуатации производств.....	36
9.1	Способы обезвреживания и нейтрализации продуктов производства при разливах и авариях.....	36
9.2	Индивидуальные и коллективные средства защиты работников	36
9.3	Поражение электрическим током, возможные накапливания зарядов статического электричества, их опасность и способы нейтрализации	36
9.4	Безопасный метод удаления продуктов производства из технологических систем и отдельных видов оборудования	37
10	Краткая характеристика технологического оборудования и регулирующих клапанов	37
11	Перечень обязательных инструкций	39
12	Экспликация оборудования.....	41
13	Сокращения	42
14	Лист ознакомления с технологическим регламентом	43
15	Лист регистрации вносимых изменений.....	44

03/12-2021-ТР.ГЧ-001 - Технологическая схема линейного газопровода

03/12-2021-ТР.ГЧ-001 – Технологическая схема УП и УВ

1 Общая характеристика производственного объекта

Технологический регламент на «Газопровод УПГиСГК Присклонового месторождения – точка врезки газосборная сеть ГПП ЗАО «Пургаз»» разработан ООО «СКБ НТМ» в 2022 году на основании проекта, выполненного ООО «СКБ НТМ». Эксплуатацию объекта производит ОАО «НК «Янпур».

Линейный объект «Газопровод УПГиСГК Присклонового месторождения – точка врезки газосборная сеть ГПП ЗАО «Пургаз»» представляет собой комплекс технологических сооружений, предназначенных для транспортировки попутного нефтяного газа от УПГиСГК Присклонового месторождения до точки врезки в газосборную систему Губкинского ГП ЗАО «Пургаз».

В состав линейного объекта входят следующие сооружения:

- 1) Линейная часть газопровода со всеми сооружениями, входящими в его состав;
- 2) Узел подключения (УП);
- 3) Узел врезки (УВ).

Режим работы 350 дней. Максимальная объем подаваемого газа 270 тыс.м³/сут (I этап интеграции системы сдачи газа в газосборную систему Губкинского ГП ЗАО «Пургаз»)

Производительность линейной части газопровода приведена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Характеристики линейной части газопровода

№	Наименование трубопровода	Протяженность, м	Диаметр, толщина стенки, мм	Расчетное давление, МПа
1	Газопровод УПГиСГК Присклонового месторождения - точка врезки газосборная сеть ГПП ЗАО «Пургаз»	7087,5	219x9	принято 4,0

Настоящий регламент является документом, устанавливающим основные требования по эксплуатации объекта «Газопровода УПГиСГК Присклонового месторождения – точка врезки газосборная сеть ГПП ЗАО «Пургаз»» с целью поддержания оптимальных параметров его работы, обеспечения достигнутого уровня надежности, безопасности, пожаробезопасности и охраны окружающей среды.

2 Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции

2.1 Исходное сырье

Сырьем для транспорта по линейному газопроводу является попутный нефтяной газ от УПГиСГК Присклонового месторождения.

2.2 Продукция

Проектируемый трубопровод транспортирует осушенный ПНГ от проектируемой УПГиСГК Присклонового м-я на ГПП ЗАО «Пургаз», по газосборной сети, осуществляя врезку в 4 газосборный коллектор. Для гарантированного обеспечения требований СТО Газпром 089:2010 и технических условий ЗАО «Пургаз» в части подготовки природного газа, согласно проектной документации на строительство УПГиСГК Присклонового м-я, реализуются следующие технологические решения:

- основным методом предупреждения образования гидратов в транспортирующих газопроводах является абсорбционный способ осушки газа – поглощение влаги поглотителем этиленгликолем;

- для процесса конденсации жидких углеводородов, находящихся в газе (пропан, бутан и более высококипящие углеводороды) предусматривается технология низкотемпературной конденсации за счет внешнего подвода пропанового холода: газ будет охлаждаться до температуры - 33°C и все жидкие углеводороды сконденсируются. При этом данный температурный режим позволит сформировать температуру точки росы по углеводородам и по влаге порядка - 30°C.

- на конечной стадии товарный газ будет подогрет в путевом подогревателе для обеспечения требований ЗАО «Пургаз».

Параметры и качественные характеристики транспортируемого газа представлены в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1 - Физико-химические характеристики транспортируемого газа

Физико-химические характеристики транспортируемого газа			
Химический состав % мольн для газа		Физические свойства	
Метан	84,78	Доля паровой фазы	1,0
Диоксид углерода	0,49	Температура	+5-+15 °С
Этан	9,20	Фактическое давление в точке врезки в 4 коллектор ГПП ЗАО «Пургаз»	1,5-1,9МПа
Пропан	3,40	Массовый расход	36240,019кг/ч
Изобутан	0,20	Массовая плотность (р.у.)	57,48 кг/м3

Н-Бутан	0,19	Паровая фаза	46371,067 std м3/ч
Изопентан	0,01	Плотность газа при T=20°C, P=101,325 кПа,	0,72-0,74 кг/м ³
Н-пентан	0,01	Температура точки росы газа по углеводородам (ТТРу) при давлении 2,5-7,5 Мпа по требованиям, не выше	-5 °С
Гелий	0,01	Температура точки росы газа по углеводородам и влаге после гликолевой осушки газа	-30 °С
Водород	0,00		
Кислород	0,05		
Азот	0		

Тип продукта представлен в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.2 – Тип и класс продукта

№п/п	Тип продукта	Значение
1	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ Р 30852.5-2002, ГОСТ Р 30852.11-2002. Класс взрывоопасной зоны по ГОСТ Р 30852.9-2002 и ПУЭ. Категория транспортируемого продукта по ГОСТ Р 55990-2014 (табл. 1)	IIА- Т1 В-1а 4

2.3 Материалы и реагенты

Подача реагентов в рамках сооружений и линейной части газопровода не предусмотрена.

3 Описание технологического процесса производственного объекта

3.1 Линейный газопровод

Технологическая схема (принципиальная) приведена на листе 03/12-2021-ТР.ГЧ.

За расчетное давление линейного газопровода принято давление согласно настройке предохранительного клапана оборудования Узла подключения (УП) ($P_{расч}=4,0$ МПа). В конечной точке газопровода подача продукта в газосборную систему Губкинского ГП ЗАО «Пургаз» осуществляется давлением 3,5 МПа. Согласно ТУ, фактическое давление в точке врезки принято 1,5-1,9 МПа. подача попутного нефтяного газа в газосборную сеть с давлением в 3,5 Мпа позволит не запереть УП из-за нехватки давления, в свою очередь это не затронет существующий технологический процесс, так как расходы в проектируемом трубопроводе и существующем коллекторе несопоставимы.

Технологические сооружения, входящие в состав линейного объекта «Газопровода УПГиСГК Присклоновое месторождения – точка врезки газосборная сеть ГП ЗАО «Пургаз» приведены в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1 – Перечень технологических сооружений линейного объекта

Обозначение	Наименование	Кол-во, шт.	Характеристика	Примечание
УП	Узел подключения	1	см. пп.3.2	На трассе линейного газопровода ПК67+61,00... ПК67+91,00
УВ	Узел врезки	1	см. пп.3.3	В составе линейной части газопровода, ПК68+32,00.

Оперативное и безопасное отключение отдельных участков трубопроводов, разделение и переключение потока рабочей среды, и для удобства обслуживания и ремонта, а также для уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду в случае аварии, осуществляется отключающей линейной запорной арматуры, расположенной на УП и УВ.

3.1.1 Сведения о категории и классе линейного объекта

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 (п.7.1.1 и табл. 3), в зависимости от назначения и условий работы, проектируемый газопровод относится к III классу, к нормальной (Н1) категории.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 (табл. 1) категория транспортируемого продукта - 4.

Категория каждого конкретного участка трубопроводов принимается в соответствии с табл. 4 ГОСТ Р 55990-2014 на стадии разработки рабочих чертежей и приведены в таблице 3.1.23.1.

Таблица 3.1.2 - Категории участков трубопроводов

Наименование участка трубопровода	Категория участков трубопровода
Переходы через болота II типа	C
Внутренние автомобильные дороги промышленных предприятий и организаций всех категорий, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	C
Пересечения с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	C
Пересечения с воздушными линиями электропередачи высокого напряжения на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения (в районах Западной Сибири и Крайнего Севера)	C
Участки газопроводов, примыкающие к площадкам скважин на расстоянии 150 м от ограждения	C
Несудоходные водные преграды шириной зеркала воды в межень свыше до 10 м в русловой части и глубиной менее 1,5 м и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды)	C

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п.7.1.7) при чередовании по трассе трубопровода участков различных категорий протяженностью до 300 м допускает принимать более высокую категорию из них на всем участке чередования.

Строительство трубопровода осуществляется в одну нитку. Прокладка трубопровода предусмотрена подземным способом. Расстояния от оси проектируемого трубопровода до населенных пунктов, автодорог и параллельно проходящих коммуникаций приняты из условий безопасности в период строительства и эксплуатации объекта в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 (табл. 6, 7), ПУЭ (изд. 7) (табл. 2.5.39).

Расстояние между осями трубопроводов составляет не менее 5 м для трубопроводов диаметром до 150 мм включительно.

Расстояние между осями трубопроводов составляет не менее 8 м для трубопроводов диаметром свыше 150 до 300 мм включительно.

Расстояние между трубопроводом и существующими сооружениями составляет:

- не менее 10 м (от крайнего не отклонённого провода) от ВЛ до 20 кВ;
- не менее 15 м (от крайнего не отклонённого провода) от ВЛ до 35 кВ;
- не менее 15 м от автодороги (от подошвы насыпи);
- не менее 100 м от ближайшего населенного пункта.

Проектируемый трубопровод пересекает опасные участки:

подземные коммуникации, приведены в таблице 3.1.3;

- автомобильные дороги, приведены в таблице 3.1.4;
- воздушные линии электропередач, приведены в таблице 3.1.5;
- водные преграды, приведены в таблице 3.1.6;

Для подземных коммуникаций – категория участка пересечения С по 20 м от пересечения, угол пересечения не менее 60°. Для воздушных линий электропередач – категория участка пересечения С по 1000 м от пересечения. Для автомобильных дорог – категория участка пересечения С по 25 м от подошвы автодороги, прокладка осуществляется в защитном футляре. Для водных преград – прокладка осуществляется в защитном футляре, на границе 10 % ГВВ предусматриваются узлы запорной арматуры. Для узлов запорной арматуры – категория участка пересечения С по 250 м от ограждения узла.

Согласно «Правил охраны магистральных трубопроводов» (п.4.1), для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения, для газопровода установлена охранная зона вдоль трассы трубопровода - в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

Вдоль подводных переходов охранная зона, в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от осей крайних ниток трубопроводов на 100 м с каждой стороны.

Таблица 3.1.3 - Ведомость пересечений с коммуникациями

№№ пересечения	ПК	Наименование	Отметка пересечения, м	Диаметр	Материал	Глубина	Собственник
----------------	----	--------------	------------------------	---------	----------	---------	-------------

1	10+95.50	Нефтепровод	41,55	159	сталь	1.0	ООО "Пурнефть"
2	39+00.05	Нефтепровод	41,33	219	сталь	1.0	ООО "Пурнефть"
3	40+44.55	Нефтепровод	38,65	219	сталь	1.5	ООО "Пурнефть"
4	52+17.13	Газопровод	38,85	300	сталь	0.8	ООО "Газпром добыча ноябрьск"
5	62+16.65	Газопровод	38,70	325	сталь	0.8	ООО "Газпром добыча ноябрьск"

Таблица 3.1.4 - Ведомость пересечений с воздушными линиями электропередач

№№ пересечения	ПК	Наименование	Отметка земли в месте пересечения, м	Высота трубы/подвески провода, м	Собственник
1	0+10.74	ВЛ 6кВ 3пр.	42.13	8.5	ООО "Пурнефть"
2	3+33.80	Каб.эст. не действ.	41.87	1.5	ООО "Пурнефть"
3	29+65.36	ВЛ 6кВ 3пр. Ф-2	40.65	8.5	ООО "Пурнефть"
4	29+65.36	ВЛ 6кВ 3пр. Ф-2	40.65	8.5	ООО "Пурнефть"
5	29+70.26	ВЛ 6кВ 3пр. Ф-2	40.58	8.5	ООО "Пурнефть"
6	38+81.97	ВЛ 6кВ 3пр.	41.64	8.5	ООО "Пурнефть"
7	38+88.09	ВЛ 6кВ 3пр.	41.57	8.5	ООО "Пурнефть"
8	52+67.61	ВЛ 6кВ 3пр.	37.77	8.5	ООО "Газпром добыча ноябрьск"
9	54+08.95	ВЛ 6кВ 3пр.	38.13	8.5	ООО "Пурнефть"
10	61+72.28	ВЛ 6кВ 3пр.	38.07	8.5	ООО "Газпром добыча ноябрьск"

Таблица 3.1.5 - Ведомость пересечений с автомобильными дорогами

№№ пересечения	ПК	Автомобиля	Вид покрытия	Ширина ЗП	Ширина ПЧ	Собственник
1	10+81.61	Автомобиля	Песок	18.5	8.6	ООО "Пурнефть"
2	19+29.04	Автомобиля	Песок	12.9	6.4	ООО "Газпром добыча ноябрьск"
3	22+07.47	Автомобиля	Песок	18.8	9.2	ООО "Пурнефть"
4	27+73.16	Автомобиля	Песок	11	8.5	ООО "Пурнефть"
5	34+95.47	Автомобиля	Песок	21	6.1	ООО "Газпром добыча ноябрьск"
6	39+10.45	Автомобиля	Песок	13	9.1	ООО "Пурнефть"
7	52+33.45	Автомобиля	Песок	13	4.8	ООО "Газпром добыча ноябрьск"
8	56+70.62	Дорога	Песок	4.7	4.7	ООО "Пурнефть"

№№ пересечения	ПК	Автодорога	Вид покрытия	Ширина ЗП	Ширина ПЧ	Собственник
9	61+94.35	Автодорога	Песок	12.5	4.8	ООО "Газпром добыча ноябрьск"
10	66+70.78	Дорога	Песок	4.5	4.5	ООО "Пурнефть"

Таблица 3.1.6- Ведомость переходов через водные преграды

№	Название	ПК	Ширина, м	Глубина, м	Отметка уреза, мБС
1	р. Тоньяха	23+08.35	10.4	3.5	37.06
2	р. Холокуяха	43+18.36	17.9	4.5	37.14
3	озеро	49+37.46	17.5	0.8	36.83
4	озеро	51+79.77	17.5	0.8	37.48
5	озеро	61+00.22	34.8	0.8	37.47
6	ручей б/н	65+17.03	6.8	0.8	37.25

3.2 Узел подключения (УП)

Узел подключения расположен на трассе линейного газопровода и включает в себя следующее оборудование и арматуру:

- пару сепараторов-пробкоуловителей (СП-1,2) $P=4\text{МПа}$, $D_n=1200\text{мм}$, основной и резервный, для улавливания возможной жидкости в продукте газопровода. Резервный сепаратор необходим для безостановочной подачи газа во время годового обслуживания основного сепаратора. Сепараторы защищены блоком предохранительных клапанов в соответствии с ГОСТ 32569-2013, перед блоком сепараторов устраивается клапан регулирующий расход и обратный клапан, что соответствует ГОСТ 12.2.085-2017;

- дренажную емкость (ДЕ) $V=8\text{м}^3$, оборудованную полупогружным насосным агрегатом, для отвода уловленной жидкости, сброса дренажа во время обслуживания и для аварийного сброса продукта при срабатывании предохранительных клапанов. Блок предохранительных клапанов (БПК) $P=4\text{МПа}$, поз. 3 на ГП Узла подключения, расположен перед вертикальными сепараторами-пробкоуловителями, рабочим и резервным, СП-1,2 $P=4\text{МПа}$, чтобы защитить оборудование. Сброс с БПК, в случае образования избыточного давления больше или равным 4МПа , осуществляется в дренажную емкость $V=8\text{м}^3$, которая, посредством дыхательной свечи, сообщается с атмосферой. То есть система БПК → ДЕ → атмосфера является открытой, что говорит о том, что мы не можем в ней создать давление больше барометрического (атмосферного). Представленная система является аварийной – это значит, что ее работа не постоянная, только при аварийной ситуации – срабатывании БПК. Газ с БПК, попадая в емкость будет выходить через дыхательную свечу в атмосферу, а огнепреградитель, который оборудован на дыхательной свече, делает эту систему более безопасной и надежной. Данное проектное решение не нарушает пунктов Проекта технических условий;

- блок узла измерения расхода газа (УИРГ), оснащенный кранами шаровыми, контрольно-измерительными приборами, осуществляющими измерение температуры и давление газа, температуру точки росы по воде и углеводородам, сужающим устройством (СУ), промышленного изготовления в комплекте с участками измерительных линий. В качестве СУ использована диафрагма с фланцевым отбором давления, с диапазоном измерения расхода попутного нефтяного газа от 170 до 270 тыс. м³/сут. Так же, для анализа и измерения показателей качества и компонентного состава газа, блок должен быть оснащен поточным хроматографическим оборудованием, основным и резервным, согласно ГОСТ Р 8.733-2011;

- узел запорной арматуры (УЗА) оснащен охранным краном КШ PN10МПа с электроприводом и парой шаровых кранов, в соответствии с приложением к разделу 03/12-2021-ПЗ, «Техническими условиями на подключение проектируемого газопровода от Усть-Пурпейского лицензионного участка ООО «Пурнефть» к коммуникациям Губкинского газового промысла ЗАО «Пургаз»». УЗА оборудовано продувочной свечой, которая выведена за пределы площадки УП на 20м.

Технологическая схема УП приведена на листе 03/12-2021-ТР.ГЧ-002.

3.3 Узел врезки (УВ)

Узел врезки (УВ) выполняет функцию узла запорной арматуры, оснащенного двумя шаровыми кранами и расположен по трассе линейного газопровода. Узел врезки строиться в 2 этапа:

- 1 этап заключается в организации врезки в существующий газопровод во время плановой остановки 4 коллектора DN500мм Губкинского газового промысла ЗАО «Пургаз». За время остановки будет организовано устройство тройника с решеткой, труба DN200 мм будет выведена на проектную отметку с устройством двух шаровых кранов и дыхательной свечи между ними, что обеспечить безопасную стыковку вовремя 2 этапа.

- 2 этап заключается в присоединение узла врезки (УВ) с линейной частью газопровода и узлом подключения.

Технологическая схема (принципиальная) приведена на листе 03/12-2021-ТР.ГЧ-001.

4 Нормы технологического режима

Показатели технологических параметров оборудования выводятся на АРМ оператора УПГиСГК Присклоновое месторождения, дополнительно показания давления, температуры и уровня снимаются непосредственно на УП. Все технологические параметры заносятся в суточную ведомость через каждый час. Нормы технологического режима представлены в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1 – Нормы технологического режима

№ п/п	Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Ед. измерения	Допускаемые пределы измерений технологических параметров	Требуемый класс точности измерительных приборов, %	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
1. Узел подключения						
1.1	Температура в сепараторе СП-1	ТТ-1-102	°С	10...50	±0,5	Показание, сигнализация
1.2	Давление в сепараторе СП-1	РТ-1-202	МПа	2...4	±0,25	Показание, сигнализация и регистрация
1.3	Уровень в сепараторе СП-1	ЛТ-1-401	мм	500...1400	±5 мм	Показание, сигнализация
1.4	Температура в сепараторе СП-2	ТТ-1-104	°С	10...50	±0,5	Показание, сигнализация
1.5	Давление в сепараторе СП-2	РТ-1-204	МПа	2...4	±0,25	Показание, сигнализация и регистрация
1.6	Уровень в сепараторе СП-2	ЛТ-1-402	мм	500...1400	±5 мм	Показание, сигнализация
1.7	Уровень в емкости ДЕ	ЛТ-1-403	мм	100...1600	±5 мм	Показание, сигнализация
1.8	Давление на выходе емкости ДЕ	PGS-1-205	МПа	0...0,4	1,5	Сигнализация
1.9	Температура в емкости ДЕ	ТТ-1-105	°С	10...50	±0,5	Показание, сигнализация
1.10	Давление в газопроводе до КШ	РТ-1-207	МПа	2...4	±0,25	Показание, сигнализация и регистрация
1.11	Давление в газопроводе после КШ	РТ-1-209	МПа	2...4	±0,25	Показание, сигнализация и регистрация
1.12	Загазованность на площадке узла подключения	АТ-501, АТ-502, АТ-503	% НКПР	0...100	±5	Показание, сигнализация и регистрация
1.13	Разность потенциалов на узле подключения	EDT-1	В	0...3	±0,5	Показание
2. Блок УИРГ						
(уточняется после предоставления конструкторской документации)						

5 Контроль технологического процесса

Объемы автоматизации для технологических установок, размещаемых на площадке узла подключения:

5.1 Площадка узла подключения

1) Наружные установки узла подключения

- местный и дистанционный контроль избыточного давления газа в сепараторе СП;
- местный и дистанционный контроль температуры газа в сепараторе СП;
- сигнализацию предельных и аварийных значений уровня газового конденсата в сепараторе СП;
- местный и дистанционный контроль уровня конденсата в сепараторе СП;
- дистанционный контроль температуры конденсата в емкости дренажной ДЕ;
- дистанционный контроль уровня конденсата в емкости дренажной ДЕ;
- сигнализацию максимального уровня конденсата в емкости дренажной ДЕ;
- местный контроль избыточного давления с сигнализацией предельных значений избыточного давления на выкидной линии насосного агрегата НА емкости дренажной ДЕ;
- местное управление насосным агрегатом НА в емкости дренажной ДЕ;
- автоматическое отключение насосного агрегата НА при минимальном уровне в емкости дренажной ДЕ;
- контроль и сигнализацию загазованности на площадке узла подключения;
- автоматическое управление светозвуковой сигнализацией загазованности;
- автоматическое регулирование расхода газа в трубопроводе газа, клапаном регулирующим КРР;
- местный и дистанционный контроль избыточного давления до и после шарового крана КШ в трубопроводе газа;
- местное автоматическое и дистанционное управление электроприводом шарового крана КШ;
- дистанционный контроль разности потенциала до и после электроизолирующей вставки.

2) Блок УИРГ на узле подключения

- дистанционное измерение абсолютного давления газа в трубопроводе газа;
- местное и дистанционное измерение температуры газа в трубопроводе газа;
- дистанционное измерение объемного расхода газа методом перепада давления в трубопроводе газа;

- автоматическое вычисление объемного расхода и объема попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.
- автоматический сбор и обработка сигналов, поступающих от измерительных преобразователей;
- измерение физико-химических свойств газа (влажность, температура точки росы по воде, температура точки росы по углеводородам);
- измерение молярной доли азота, кислорода, диоксида углерода, углеводородов C₁-C₅ и C₆₊высшие, содержащихся в газе в соответствии с ГОСТ 31371.7-2008;
- автоматический расчет физико-химических показателей газа горючего нефтяного – теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе, приведенных к стандартным условиям сгорания в соответствии с ГОСТ 31369-2008;
- регистрация и отображение измерительной информации по месту по запросу;
- автоматический контроль значений измеряемых величин, передача в САУ технологического объекта аварийной и предупредительной сигнализации при их выходе за допускаемые пределы;
- передача в автоматическом режиме компонентного состава газа в вычислитель;
- автоматизированный ввод (ручной) результатов измерений компонентного состава газа в вычислитель;
- формирование усредненных значений измеренных величин;
- формирование архива данных и журнала аварийных сообщений и вмешательств;
- передачу данных на вышестоящий уровень;
- контроль несанкционированного доступа в блок УИРГ;
- автоматическое включение аварийной вытяжной вентиляции при достижении 10 % от НКПР по углеводородам в блоке УИРГ;
- автоматическое отключение технологического оборудования, расположенного в блоке УИРГ (кроме вентилятора) при достижении 20 % от НКПР;
- пожарная сигнализация в блоке УИРГ;
- отключение электрооборудования блока УИРГ при пожаре.

Блок УИРГ является изделием полной заводской готовности и комплектуется КИП на заводе-изготовителе. УИРГ в своем составе имеет шкаф ЛСУ УИРГ. Интеграция ЛСУ УИРГ в САУ УП осуществляется по интерфейсу RS-485.

Контроль за работой оборудования объектов узла подключения осуществляется САУ УП из отсека аппаратного блока КТП с НКУ поз. 2.

Передача данных от полевого оборудования КИП (датчики, преобразователи, исполнительные механизмы) до САУ осуществляется по физическим линиям связи.

3) *Контроль загазованности воздушной среды*

Контроль загазованности воздушной среды на площадке осуществляется:

- стационарными сигнализаторами дозврывоопасных концентраций (ДВК) горючих газов в зонах класса В-1а, В-1г;
- переносными сигнализаторами горючих газов на наружных площадках обслуживающим персоналом.

Размещение стационарных сигнализаторов ДВК горючих газов выполняется в соответствии с ТУ-газ 86.

Датчики ДВК сигнализируют для разных объектов одинаковые пороги концентраций: для наружных площадок и для помещений:

- нижний (10 % НКПР);
- верхний (20 % НКПР).

На открытых площадках датчики ДВК устанавливаются в местах наиболее вероятного выделения и скопления горючих паров и газов зон класса В-1г, но во всех случаях радиус обслуживания одного датчика не превышает 10 м.

Датчики ДВК на открытых площадках устанавливаются на высоте 0,5...1,0 м от поверхности земли (пола) на стойке.

При достижении нижнего/верхнего порога концентрации газа в контролируемой воздушной среде включается предупредительная/аварийная световая и звуковая сигнализация на наружных установках по месту установки датчиков.

Установка датчиков ДВК в блок-боксах выполняется заводом-изготовителем согласно ТУ-газ 86.

В помещении измерительной установки датчики ДВК, исходя из плотности метана (плотность по воздуху 0,6), устанавливаются на высоте от 0,5 до 0,7 м над источником.

При достижении нижнего/верхнего порога концентрации газа в контролируемой воздушной среде включается предупредительная/аварийная световая и звуковая сигнализация на наружных установках по месту установки датчиков, в блок-боксах – у входа снаружи помещения. Дополнительно для помещений и технологических установок блочного исполнения при 10 % НПВ включается аварийная вентиляция.

При загазованности 20 % НКПР на узле подключения САУ УП автоматически осуществляет алгоритмы по управлению исполнительными механизмами для безопасного вывода из технологического процесса объектов с высокой концентрацией газа в воздухе и дальнейшие мероприятия по аварийному снятию электропитания с этих объектов.

Сигналы (аналоговые, дискретные) от датчиков ДВК передается в САУ УП и далее по каналам связи в операторные УПГиСГК Присклонового месторождения и Губкинского ГП ЗАО «Пургаз» на АРМ производственного персонала.

Кроме того, при выполнении работ обслуживающим персоналом, осуществляется дополнительный контроль воздушной среды рабочей зоны переносными взрывозащищенными газоанализаторами.

Аналитический контроль технологического процесса приведен в таблице 5.1.1. Предельные значения параметров срабатывания сигнализации и блокировок установок и оборудования приведены в таблице 5.1.2.

4) *Алгоритмы включения аварийных защит*

На проектируемом сооружении имеется 3 сценария управления исполнительными механизмами при срабатывании аварийной защиты. Обозначим запорно-регулирующую арматуру с электроприводом, размещенную на проектируемом УПГиСГК Присклонового м-я, которая подключает проектируемый газопровод к УПГ – ЗД-0.

1. Сценарий при изменении давления в трубопроводе больше экстремумов.

При повышении давления в трубопроводе более 4МПа или уменьшении давления менее 1МПа срабатывает алгоритм запираания электроприводных ЗРА – ЗД-0 со стороны УПГиСГК и КШ- со стороны газосборного коллектора ГПП ЗАО «Пургаз», чтобы отрезать аварийный участок от системы и провести ремонтные работы. После запираания ЗД-0 и КШ, закрывается КРР, КРУ стационарно находится в закрытом положении.

2. Сценарий при обнаружении загазованности на площадке УП.

При достижении нижнего/верхнего порога концентрации газа в контролируемой воздушной среде включается предупредительная/аварийная световая и звуковая сигнализация на наружных установках по месту установки датчиков, в блок-боксах – у входа снаружи помещения. Дополнительно для помещений и технологических установок блочного исполнения при 10 % НПВ включается аварийная вентиляция.

При загазованности 20 % НКПР на узле подключения САУ УП автоматически осуществляет алгоритмы по управлению исполнительными механизмами для безопасного вывода из технологического процесса объектов с высокой концентрацией газа в воздухе и дальнейшие мероприятия по аварийному снятию электропитания с этих объектов.

3. Сценарий ПОЖАР.

При сигнале пожар на узле подключения (УП) срабатывает алгоритм запираания электроприводных ЗРА – ЗД-0 со стороны УПГиСГК и КШ- со стороны газосборного коллектора ГПП ЗАО «Пур-

газ», чтобы отрезать аварийный участок от системы и провести ремонтные работы; включение пожарной сигнализации и отключение электрооборудования блока УИРГ при пожаре. После запертия ЗД-0 и КШ, закрывается КРР, КРУ.

Таблица 5.1.1 – Аналитический контроль технологического процесса

№ п/п	Наименование стадий процесса, анализируемый продукт	Место отбора пробы (место установки средств измерений)	Контролируемые показатели	Методы контроля	Норма	Частота Контроля
1	2	3	4	5	6	7
1	Воздушная среда	Площадка узла подключения, блок УИРГ	Концентрация углеводородов в воздушной среде, мг/м ³	газоанализатор	не более 300	Круглосуточно

Таблица 5.1.2 – Перечень блокировок и сигнализаций

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Критический параметр	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				Min	Max	Min	Max	Min	Max	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1. Узел подключения										
1.1	Температура в сепараторе СП-1	ТТ-1-102	Температура	+10	+50	-	-	+5	-	-
1.2	Давление в сепараторе СП-1	РТ-1-202	Давление	1,9	3,7	-	-	1,9	3,9	-
1.3	Уровень в сепараторе СП-1	ЛТ-1-401	Уровень	500	1400	-	-	650	1300	Поддержание уровня конденсата в сепараторе СП-1 700 мм, регулятором КРУ
1.4	Температура в сепараторе СП-2	ТТ-1-104	Температура	+10	+50	-	-	+5	-	-
1.5	Давление в сепараторе СП-2	РТ-1-204	Давление	1,9	3,7	-	-	1,9	3,9	-

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Критический параметр	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				Min	Max	Min	Max	Min	Max	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.6	Уровень в сепараторе СП-2	LT-1-402	Уровень	500	1400	-	-	650	1300	Поддержание уровня конденсата в сепараторе СП-1 700 мм, регулятором КРУ
1.7	Уровень в емкости ДЕ	LT-1-403	Уровень	100	1600	400	1800	500	1600	При блокировке мах. закрыть КРУ. При сигнализации min. отключить насос НА.
1.8	Давление на выходе емкости ДЕ	PGS-1-205	Давление			0	0,4			При блокировке отключить насос НА
1.9	Температура в емкости ДЕ	ТТ-1-104	Температура	+10	+50	-	-	+5	-	-
1.10	Давление в газопроводе до КШ	РТ-1-207	Давление	1,9	3,7	-	-	1,9	3,9	-
1.11	Давление в газопроводе после КШ	РТ-1-209	Давление	1,9	3,7	-	-	1,9	3,9	-
1.12	Загазованность на площадке узла подключения	АТ-501, АТ-502, АТ-503	Загазованность	-	-	-	20	-	10	При блокировке закрыть КШ, КРР, отключить насос НА,
1.13	Пожар на площадке узла подключения	АРК	Пожар	-	-	-	+	-	-	При блокировке закрыть КШ, КРР, отключить насос НА,
2. Блок УИРГ										
(уточняется после предоставления конструкторской документации)										

6 Основные положения пуска и остановки производственного объекта при нормальных условиях

6.1 Подготовка к пуску оборудования и сооружений

Перед пуском оборудования и сооружений линейной части газопровода необходимо получить письменное распоряжение начальника цеха или его заместителя на основании приказа первого заместителя генерального директора – главного инженера ООО «Пурнефть» после приёма площадки территориальными органами Ростехнадзора, Госпожнадзора и рабочих комиссий.

При подготовке к пуску газопровода в обязательном порядке необходимо проверить наличие соответствующей обязательной документации:

- проектной документации;
- исполнительной документации;
- актов на скрытые работы;
- актов на гидравлическое испытание оборудования и трубопроводов;
- актов на ревизию оборудования;
- паспортов на оборудование;
- документы, подтверждающие квалификацию обслуживающего персонала;
- справок на наличие сырья;
- утверждённого технологического регламента;
- утверждённого плана ликвидации аварий;
- акта на испытание системы автоматического пенного тушения;
- актов на испытание аварийной сигнализации;
- инструкций по технике безопасности;
- актов обкатки оборудования;
- инструкций по эксплуатации обслуживаемого оборудования;
- должностных инструкций на обслуживающий персонал.

К моменту пуска транспорта продукта по газопроводу необходимо выполнить следующие операции:

проверить исправность оборудования, трубопроводов, запорной арматуры, установку манометров, приборов КИПиА, полноту сборки фланцевых соединений. Не допускается отсутствие части шпилек или гаек на соединениях;

- проверить исправность заземления;
- убедиться в исправности АСУ ТП, дистанционном и местном блоке управления;
- проверить состояние датчиков системы контроля и защиты;

Проверить прохождение первичного (либо повторного) инструктажа по технике безопасности эксплуатационным персоналом, при необходимости провести ответственному лицу. Укомплектованность штата обслуживающего персонала должна быть в соответствии со штатным расписанием.

Провести комплексное опробование и обкатку всего вновь смонтированного оборудования, на инертных средах в соответствии с руководством паспортов заводов-изготовителей – в комплексе со службой КИПиА.

Проверить полноту и соответствие проведённых строительно-монтажных работ с утверждённым проектным документом с оформлением актов приёмки рабочих комиссий. При наличии отклонений от проекта они должны иметь соответствующие согласования с проектной организацией, территориальными органами Ростехнадзора и Госпожнадзора.

Проверить отсутствие заглушек согласно технологической схемы установки заглушек и «Журналу установки и снятия заглушек»:

- во фланцевых соединениях;
- на трубопроводах.

Проверить наличие и исправность постоянно установленных заглушек (в соответствии с технологической схемой).

Проверить наличие и исправность первичных средств пожаротушения.

Произвести испытание систем молниезащиты и заземления.

Проверить наличие и исправность средств индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД), аварийного инструмента и материалов, наличие спецодежды.

В зимнее время проверить исправность и работу всех систем отопления, тепло-спутников обогрева трубопроводов и шкафов с приборами КИПиА.

По результатам проверки необходимо составить акты к «Плану локализации и ликвидации аварий» (ПЛА) о проверке и исправности следующих систем:

- противоаварийных средств;
- сигнализации;
- противопожарных средств;
- средств газозащиты;
- аварийного освещения;
- средств АСУ ТП;
- средств оперативной связи.

Издаётся распоряжение ООО «Пурнефть» о порядке запуска транспорта продукта по газопроводу и о назначении ответственных лиц из числа ИТР на пуск.

Проверить запорную арматуру на оборудовании, трубопроводах. Вся запорная арматура должна находиться в закрытом состоянии.

Проверить готовность к работе всего смонтированного оборудования, арматуры, трубопроводов, дренажных ёмкостей и т. п.

Подать питание на все исполнительные механизмы с электроприводом. Проверить кратковременным пуском правильность вращения подвергавшихся ремонту или вновь смонтированных электроприводов.

Открыть запорную арматуру на всех точках отбора газа. Подать питание на все приборы пульта контроля и управления в операторной.

Подготовить к работе в полном объеме все техническое обеспечение АСУ ТП верхнего уровня автоматизации. Подать электроэнергию к КИПиА в операторной, проконтролировать исправность сигнализации и газоанализаторов.

Открыть и закрыть в ручном режиме с пульта АРМ оператора регулирующие клапаны на трубопроводах КРР, КРУ и проконтролировать по месту плавность хода и соответствие положения штоков клапанов указателям на шкале ИМ (исполнительный механизм) регуляторов.

Произвести продувку азотом всех трубопроводов и оборудования с целью вытеснения из них воздуха.

Продувку инертным газом производить для вновь смонтированного оборудования и трубопроводов в атмосферу.

В конце продувки производится анализ выходящего газа. Содержание кислорода не должно превышать 1% об.

На период пуска газопровода должен быть организован пост газоспасательной службы, а также оповещена пожарная часть. Допуск на установку лиц, не имеющих непосредственного отношения к работам, без разрешения ответственного лица запрещается.

Газопровод вводится в эксплуатацию после проведения всего комплекса строительно-монтажных и наладочных работ, предусмотренных проектом, с оформлением соответствующей документации.

Перед пуском необходимо проверить готовность подачи по постоянной схеме электроэнергии, воды, реагентов, а также работу вентиляционной системы, приборов контроля и автоматики, системы пожаротушения и средств связи.

Непосредственно перед пуском необходимо:

- оповестить обслуживающий персонал УПГиСГК о пуске газопровода;
- оповестить пожарно-техническую службу;
- получить сигнал готовности к пуску от дежурных по приборам контроля и автоматики, от дежурного электрика;
- поставить в известность все взаимосвязанные службы и подразделения;
- получить разрешение и подтверждение от всех взаимосвязанных служб и руководителя предприятия;

- убедиться в исправности оборудования и запорной арматуры;
- проверить правильность составления технологической карты;
- снять заглушки с трубопроводов, оборудования с отметкой о снятии в журнале установленных заглушек;
- убедиться в закрытии дренажных вентилей и задвижек трубопроводов;
- убедиться в исправности насосного оборудования, снятии заглушек и подачи напряжения на электродвигатели;
- подать напряжение и опробовать работоспособность арматуры с электроприводом.

6.2 Пуск газопровода в нормальных условиях

6.2.1 Пуск

Пуск осуществляется персоналом, ознакомившимся с данным технологическим регламентом, под непосредственным руководством мастера площадки УПГиСГК Присклонового месторождения. Общее руководство пуска осуществляет ответственное лицо.

Перед пуском газопровода предполагается выполнение следующих мероприятий:

- все задвижки находятся в закрытых положениях;
- дренажные трубопроводы отглушены ниже запорной арматуры с записью в журнале заглушек, проверена работоспособность и исправность клапанов регулирующих.

Кроме того, необходимо:

- подать электропитание на щиты КИПиА верхнего уровня АСУ ТП, расположенные на АРМ оператора, а также к контрольно-измерительным приборам и регулирующим электрическим клапанам;
- для электроприводных задвижек выбрать режим «Дистанционное управление», на всех вторичных клапанах-регуляторах – установить положение «Ручное управление».

При открытии входной задвижки УП производится подача газа от УПГиСГК на сепараторы СП-1, СП-2 и далее через УИРГ газ подается на УЗА, УВ. При открытии входной задвижки одновременно производится открытие электроприводного КШ на УЗА, при этом вся запорная арматура на основной технологической линии УП и УВ находится в состоянии «открыто». Арматура на байпасных линиях, а также на линии продувки газа УП и УВ находится в состоянии «закрыто». Арматура линий дренажа находится в состоянии «зактыро».

6.3 Нормальная остановка

6.3.1 Остановка оборудования

Нормальная остановка производится по письменному распоряжению главного инженера с целью проведения ремонтных работ, при предстоящем длительном прекращении подачи сырья в трубопровод.

Остановка подачи продукта в газопровод внешнего транспорта с УПГиСГК Присклонового месторождения, осуществляется:

- закрытием входной задвижки УП;
- закрытием крана шарового КШ на УЗА УП;
- закрытием задвижек УВ.

Произвести остановку подачи газа через сепараторы СП-1, СП-2, после остановки сепараторов и стравливания газа через продувочные свечи, произвести слив остатков продукта через трубопроводы дренажа. При открытии арматуры на линиях системы продувки и дренажа, арматура на линии газа находится в состоянии «закрыто».

6.4 Пуск и остановка в зимнее время

Операции по пуску и остановке установок проводятся в соответствии с разделами 6.2, 6.3 с соблюдением требований по предотвращению размораживания трубопроводов и оборудования.

На рабочих местах должны находиться:

- а) перечень тупиковых участков и дренажей периодического действия.
- б) схемы тупиковых участков и дренажей периодического действия.
- в) график контроля состояния технологических трубопроводов, оборудования и тупиковых участков в зимнее время.
- г) схемы дренирования оборудования и трубопроводов при их остановке в зимнее время.

При остановке оборудования необходимо слить из полостей трубопроводов, аппаратов, насосов жидкость во избежание ее замерзания и поломки оборудования. Слив производится через дренажные задвижки аппаратов, спускники трубопроводов.

В случае необходимости отпарить с помощью передвижной парогенераторной установки застывшие участки трубопроводов дренажных устройств. Отогрев участков трубопроводов производить, начиная с дренажного устройства или места сброса конденсата. Недопустимо отогревать дренажные устройства при открытой запорной арматуре на работающем трубопроводе под давлением;

Не допускать обрастания льдом клапанов-регуляторов, электроприводных задвижек. Не допускать разлива воды и обледенения территории, лестниц, переходов.

!!! Запрещается:

- **Включение в работу оборудования и трубопроводов с замерзшими дренажами и арматурой запрещается;**
- **Отогревание замерзших спускников (дренажей) трубопроводов, оборудования при открытой задвижке, а также открытым огнем;**
- **Пользоваться крюками и трубами для открытия замерзших задвижек, вентиляй и других запорных приспособлений.**

7 Безопасная эксплуатация производства

7.1 Производственные опасности

Оборудование и сооружения газопровода являются взрывопожароопасными объектами. Ппутный газ характеризуется высокой взрывопожароопасностью, применяемые материалы обладают токсичностью и являются опасными для здоровья человека. Неправильное выполнение технологических операций может послужить причиной образования горючей и взрывоопасной среды, привести к аварии и несчастному случаю.

Опасными факторами, действующими на площадке, являются:

- шум, вибрация;
- повышенная\пониженная температура рабочей зоны, окружающей среды;
- наличие избыточного давления, взрывоопасных газов в оборудовании и трубопроводах;
- наличие опасного высокого напряжения на установке, короткое замыкание электрических проводов и перегрев электрооборудования;
- наличие испарений через неплотности дренажной системы и при «дыхании» емкостей.

Конденсат газовый является легковоспламеняющейся жидкостью, температура вспышки – ниже $t...+30^{\circ}\text{C}$, самовоспламенения – $t...+400...+500^{\circ}\text{C}$. Предельно допустимая концентрация паров углеводородов в воздухе производственных помещений среднесменная составляет 300 мг/м^3 , максимальная разовая 900 мг/м^3 .

При наличии газо- и паровоздушных горючих смесей, электрическое искрение, сопутствующее короткому замыканию, значительное повышение температуры при перегреве электрооборудования неизбежно вызывает воспламенение этих смесей. Например, возгорание разлитого конденсата от искры при схлестывании электропроводов, возгорание изоляционных материалов из-за короткого замыкания в результате пробоя изоляции, нарушение правил пожарной безопасности и инструкций при электрогазосварочных и других огневых работах (отогрев оборудования, содержащего легковоспламеняющиеся жидкости, горючие газы, открытым огнем).

7.2 Мероприятия по обеспечению безопасного ведения технологического процесса

К работам на газопроводе допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие в установленном порядке медосмотр, обучение и инструктаж, и не имеющие медицинских противопоказаний для выполнения работ на взрывопожароопасных производственных объектах. После прохождения стажировки на рабочем месте обслуживающий персонал сдаёт экзамен на допуск к самостоятельной работе.

Процесс транспортировки газа осуществляется в закрытой системе, поэтому основными задачами обслуживающего персонала являются:

- недопущение разгерметизации оборудования и коммуникаций;

- ведение технологического режима в соответствии с утверждённым технологическим регламентом;
- непрерывный контроль (по показаниям приборов, путём обхода и визуального осмотра) состояния оборудования, коммуникаций, арматуры, состояния сварных швов;
- своевременное выполнение ППР (планово-предупредительных работ) на оборудовании;
- обслуживание предохранительных устройств;
- руководство в работе действующими инструкциями по безопасности труда по видам работ и инструкциями по безопасной эксплуатации и обслуживанию оборудования;
- немедленное уведомление начальника Цеха или его заместителя о неполадках и авариях, принятие мер по устранению возникающих неполадок и предотвращению аварий;
- контролировать исправность заземления оборудования и электроустановок;
- контроль исправности устройств молниезащиты оборудования;
- осуществлять технический надзор за состоянием взрывозащиты электрооборудования;
- следить за нормальной освещённостью рабочих мест;
- немедленная ликвидация утечек жидкости и газа на технологическом оборудовании и прилегающей к нему территории;
- наличие первичных средств пожаротушения;

Сведения о пожароопасности, токсичности сырья, отходов, применяемых реагентов приведены в табл. 7.2.1.

В соответствии с пожаро- и взрывоопасными свойствами попутного газа и конденсата на площадке применяется электрооборудование во взрывозащищённом исполнении. Характеристика производственных помещений установки, наружных установок и отдельных видов оборудования по взрывопожарной опасности приведена в табл. 7.2.2.

Таблица 7.2.1. - Взрывопожароопасные и токсичные свойства сырья, реагентов и материалов

№ п/п	Наименование сырья	Агрегатное состояние при норм. условиях	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76	Температура, °С			Концентрационные пределы, % об.		Характеристика класса токсичности (воздействие на организм человека)	ПДК вещества в воздухе рабочей зоны производственных помещений, мг/м ³
				вспышки	воспламенения	самовоспламенения	Нижний предел	Верхний предел		
1	Попутный нефтяной газ	Газ	4	ГОСТ 31371.7-2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии					Опасные свойства углеводородных газов – токсичность, пожароопасность и способность к образованию взрывоопасных смесей с воздухом. Углеводороды малотоксичны, имеют слабый специфический запах. Действуют на организм человека наркотически. Приводят к отравлениям с нарушениями функций нервной и сердечно-сосудистой системы. Вызывает раздражение верхних дыхательных путей, слизистой оболочки глаз, кожи. Из газовых компонентов наиболее опасен сероводород, вызывающий паралич органов дыхания и сердца.	Углеводороды алифатические предельные C1-C10 (в пересчете на C) 300 мг/м ³ (среднесменная); 900 мг/м ³ (максимальная разовая)
2	Конденсат газовый	Жидкость	4 класс опасности	Менее +18	Более +18	+300...+500	0,9-1,0	-	Пары менее летучих (жидких) составных частей конденсата. Именно они определяют характер действия сырых нефтей. Нефти, содержащие мало ароматических углеводородов действуют также, как и смеси метановых и нафтеновых углеводородов - их пары вызывают наркоз и судороги. Высокое содержание ароматических соединений может угрожать хроническими отравлениями	300 мг/м ³ по парам

№ п/п	Наименование сырья	Агрегатное состояние при норм. условиях	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76	Температура, °С			Концентрационные пределы, % об.		Характеристика класса токсичности (воздействие на организм человека)	ПДК вещества в воздухе рабочей зоны производственных помещений, мг/м ³
				вспышки	воспламенения	самовоспламенения	Нижний предел	Верхний предел		
									с изменением состава крови и кроветворных органов. Сернистые соединения могут приводить к острым и хроническим отравлениям, главную роль при этом играет сероводород. Воздействие паров нефти на кожные покровы может приводить к раздражениям, возникновению сухости, шелушению кожи, появлению трещин. Многие химические соединения, содержащиеся в нефти, могут оказывать канцерогенное действие	

Таблица 7.2.2 - Классификация производственных объектов по взрывопожарной опасности, санитарная характеристика

№ п/п	Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Категория взрыво- и пожароопасности помещений и зданий	Классификация взрывоопасных зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудования	
			Класс взрывоопасной или пожароопасной зоны	Категория и группы взрывоопасных смесей
1	2	3	4	5
1	Сепараторов-пробкоуловителей (СП-1,2)	АН	В-1г	IIА-Т1
2	Дренажная емкость ДЕ	АН	В-1г	IIА-Т3

Для электропитания приборов и средств автоматизации на площадке узла подключения используются переменный ток напряжением 220 ± 10 В и частотой 50 ± 1 Гц.

Подвод электропитания предусматривается в электротехнической части проекта.

Категорийность электроприемников по надежности электроснабжения определена в соответствии с ПУЭ.

КТС АСУТП является электроприемником первой категории.

Функционирование АСУТП в условиях полного исчезновения питания осуществляется от источников бесперебойного питания (ИБП) с установленными аккумуляторными батареями. ИБП обеспечивают питание системы в течение не менее 120 мин. Время восстановления нормального режима электроснабжения объекта меньше времени, которое обеспечивают для работы АСУТП источники бесперебойного питания.

Программно-технические средства АСУТП обеспечивают сигнализацию наличия электропитания от основного и аварийного источника, сигнализацию о скором прекращении работы ИБП. В нормальном режиме работы ИБП подзарядка аккумуляторных батарей осуществляется автоматически. ИБП оснащен устройством автоматического байпасирования при неисправности.

Источники бесперебойного питания с аккумуляторными батареями поставляются комплектно с КТС АСУТП.

Таблица 7.2.4 - Возможные неполадки, их причины и способы устранения

№ п/п	Вид аварийного состояния производства	Причина возникновения	Действия персонала по устранению аварийного состояния
1	Отключение электроэнергии	Неисправность в системе электроснабжения	1) Осуществить повторное включение электрооборудования. 2) Если электрооборудование не включается, и в случае длительного отсутствия электроэнергии, при угрозе аварии, приступить к остановке оборудования, после согласования, для чего: закрыть входную запорную арматуру УП и далее по главе 6.3.1.
2	Резкое падение подачи сырья	1) Порыв трубопровода в системе газосбора	1) сообщить руководству цеха; 2) работать на приёме сырья постоянно контролируя давления и уровни конденсата в СП-1,2; 3) выяснить причину падения подачи; 4) при полном долгосрочном падении давления приступить к остановке оборудования
		2) Авария в системе энергоснабжения объектов добычи	
3	Падение (возрастание) давления в аппаратах СП-1,2	1) Разгерметизация аппаратов или подводящих трубопроводов к ним	1) Проверить состояние аппаратов и подводящих трубопроводов; 2) Доложить руководству о неисправностях; 3) Следить за ситуацией, ждать дальнейших указаний руководства. 4) В случае срабатывания датчиков загазованности приступить к перекрытию подачи сырья
		2) Неисправность клапана КРУ	1) Проверить исправность клапана КРУ наличие электроэнергии на клапане.
		3) Закрыта какая либо из задвижек на трубопроводе отвода газа	1) Открыть полностью входные задвижки на СП-1,2
		4) Неисправность датчиков давления	1) Проверить состояние датчиков давления на аппаратах, доложить руководству о неисправностях для принятия дальнейших действий

№ п/п	Вид аварийного состояния производства	Причина возникновения	Действия персонала по устранению аварийного состояния
		5) Неисправность датчиков уровня	1) Проверить состояние датчиков уровня на аппаратах, доложить руководству о неисправностях для принятия дальнейших действий
4	Порыв технологических трубопроводов	1) Повышение рабочего давления выше нормы	1) аварийный участок вывести из работы;
2) Коррозионный и физический износ, механическое повреждение		2) опорожнить аварийный трубопровод от жидкости;	
3) Влияние низких температур		3) установить заглушки со стороны аварийного участка;	
			4) устранить порыв согласно инструкции по ведению газоопасных работ;
			5) после ремонта трубопровод опрессовать, снять заглушки и ввести в работу.

8 Методы и средства защиты рабочих от производственных опасностей

8.1 Контроль загазованности

С целью снижения опасного и вредного воздействия производства на организм человека организован постоянный и периодический контроль наличия загазованности в воздухе рабочей зоны стационарными и переносными газоанализаторами.

Контроль загазованности воздушной среды на площадке УП осуществляется:

- стационарными сигнализаторами дозврывоопасных концентраций (ДВК) горючих газов в зонах класса В-1а, В-1г;
- переносными сигнализаторами горючих газов на наружных площадках обслуживающим персоналом.

Размещение стационарных сигнализаторов ДВК горючих газов выполняется в соответствии с ТУ-газ 86.

Датчики ДВК сигнализируют для разных объектов одинаковые пороги концентраций: для наружных площадок и для помещений:

- нижний (10 % НКПР);
- верхний (20 % НКПР).

На открытых площадках датчики ДВК устанавливаются в местах наиболее вероятного выделения и скопления горючих паров и газов зон класса В-1г, но во всех случаях радиус обслуживания одного датчика не превышает 10 м.

Датчики ДВК на открытых площадках устанавливаются на высоте 0,5...1,0 м от поверхности земли (пола) на стойке.

При достижении нижнего/верхнего порога концентрации газа в контролируемой воздушной среде включается предупредительная/аварийная световая и звуковая сигнализация на наружных установках по месту установки датчиков.

Установка датчиков ДВК в блок-боксах выполняется заводом-изготовителем согласно ТУ-газ 86.

В помещении измерительной установки датчики ДВК, исходя из плотности метана (плотность по воздуху 0,6), устанавливаются на высоте от 0,5 до 0,7 м над источником.

При достижении нижнего/верхнего порога концентрации газа в контролируемой воздушной среде включается предупредительная/аварийная световая и звуковая сигнализация на наружных установках по месту установки датчиков, в блок-боксах – у входа снаружи помещения. Дополнительно для помещений и технологических установок блочного исполнения при 10 % НПВ включается аварийная вентиляция.

При загазованности 20 % НКПР на узле подключения САУ УП автоматически осуществляет алгоритмы по управлению исполнительными механизмами для безопасного вывода из технологического процесса объектов с высокой концентрацией газа в воздухе и дальнейшие мероприятия по аварийному снятию электропитания с этих объектов.

Сигналы (аналоговые, дискретные) от датчиков ДВК передается в САУ УП и далее по каналам связи в операторные УППиСГК Присклонового месторождения и Губкинского ГП ЗАО «Пургаз» на АРМ производственного персонала.

Кроме того, при выполнении работ обслуживающим персоналом, осуществляется дополнительный контроль воздушной среды рабочей зоны переносными взрывозащищенными газоанализаторами.

8.2 Защита персонала

Производственный персонал обеспечивается специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты, выданными согласно «Типовым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением», разработанной на основании действующих НД.

Специфические особенности спецодежды, применяемой в цехе, определяются тем, что предприятие находится в суровой климатической зоне, приравненной к районам Крайнего Севера.

Средства индивидуальной защиты (СИЗ) и их применение представлены в таблице 8.2.1

Таблица 8.2.1 – Средства индивидуальной защиты, применяемые при работе.

Наименование СИЗ	Условия применения
Шланговый противогаз	Для работы в загазованной зоне при ППР, работа с хим. реагентами
Спец. одежда, спец. обувь, рукавицы	При обслуживании установок
Аварийный (искробезопасный) инструмент	Для проведения аварийных, ремонтных работ (при высокой загазованности)
Защитные очки	В зависимости от вида защитных очков: – для защиты глаз от твердых частиц; – для защиты от брызг жидкостей; – для защиты от газов, паров, аэрозолей и т.п.; – для защиты от ультрафиолетового, инфракрасного излучения и слепящей яркости света
Защитная каска	При нахождении на территории площадки
Диэлектрические перчатки и обувь	Для переключения электрооборудования
Медицинская аптечка	Для оказания первой помощи

Наименование СИЗ	Условия применения
Электрический фонарь во взрывозащищенном исполнении	Для освещения объектов и территории класса В-1а, В-1г

9 Дополнительные меры безопасности при эксплуатации производств

9.1 Способы обезвреживания и нейтрализации продуктов производства при разливах и авариях

Для ограничения и локализации площади разлива легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и в связи с наличием на установке горючих газов предусмотрено:

- герметичные уплотнения оборудования;
- арматура с классом герметичности А;
- оборудование площадки газоанализаторами, сигнализирующими об утечке вредных газообразных веществ;
- слив дренажей из оборудования и трубопроводов в емкости с возвратом продукта в технологический процесс.

В случае остановки подачи продукта, сброс газа из оборудования производится на сбросные свечи и слив углеводородного конденсата в закрытые дренажные системы. Для предотвращения аварийной разгерметизации, оборудование, работающее под давлением, снабжено предохранительными клапанами сбросом в атмосферу.

9.2 Индивидуальные и коллективные средства защиты работников

Спецодежда, спец. обувь и защитные приспособления обслуживающему персоналу выдаются согласно отраслевым нормам ООО «Пурнефть».

Для защиты кожного покрова применяется спецодежда и спец. обувь с диэлектрической подошвой, и твердыми вставками на носках.

Для защиты органов дыхания используются противогазы с фильтрующими коробками.

При перемещении и работе на площадке персонал должен носить защитные каски и защитные очки.

Для защиты органов слуха, работающих от повышенного уровня шума, предоставляются защитные наушники.

9.3 Поражение электрическим током, возможные накапливания зарядов статического электричества, их опасность и способы нейтрализации

Для обеспечения безопасности людей и сохранности зданий, сооружений и оборудования от разрушения, возгорания и взрывов при прямых ударах молнии предусмотрена молниезащита.

Для взрывоопасных и пожароопасных сооружений выполнена:

- защита от прямых ударов молний;
- защита от вторичных ударов молний;
- защита от заноса высоких потенциалов через наземные и подземные коммуникации.

Все оборудование электроустановок и трубопроводы заземлены. В качестве проводника используется металлоконструкция кабельной эстакады. Электрооборудование, светильники, установленные во взрывоопасных зонах помещений, приняты повышенной надежности против взрыва.

Заземлители молниезащиты представляют собой:

- для наружных установок с взрывоопасной зоной класса В-Г – контуры из стальной оцинкованной полосы 5х30 мм;
- для дренажных емкостей – два горизонтальных электрода из оцинкованной полосы 5х30 мм длиной 5 м.

9.4 Безопасный метод удаления продуктов производства из технологических систем и отдельных видов оборудования

Дренажный слив жидких продуктов производства из оборудования и трубопроводов при аварии и перед ремонтом осуществляется по герметично закрытой системе. Слив производится в дренажную емкость площадки УП:

- ДЕ, 1 шт. ($V=8,0 \text{ м}^3$).

В случае выведения из строя участка технологического трубопровода, участок отключается из работы закрытием задвижек на концах. Продукт, оставшийся в полости трубопровода, сливается через спускники. Для ускорения процесса слива совместно со спускником открывается и воздушник, находящийся в верхней части трубопровода.

10 Краткая характеристика технологического оборудования и регулирующих клапанов

Характеристики технологического оборудования приведены в таблице 11.1.1.

Характеристика регулирующих клапанов представлена в таблице 11.1.2.

Таблица 11.1.1 - Характеристика технологического оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Номер позиции по схем, индекс	Количество, шт	Материал	Методы защиты металла оборудования от коррозии	Техническая характеристика
1.	Газосепаратор сетчатый (основной/резервный)	СП-1,2	2	Сталь 09Г2С	Заводское антикоррозионное покрытие	$P=4,0 \text{ МПа}$, $D_n=1200 \text{ мм}$
2.	Емкость дренажная подземная	ДЕ	1	Сталь 09Г2С	Заводское антикоррозионное покрытие	$V=8,0 \text{ м}^3$, $P=0,07 \text{ Мпа}$
3.	Блок узла измерения расхода газа	УИРГ	1	-	-	Блок-бокс полной заводской готовности; $Q=170-270 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$

Таблица 11.1.2 - Характеристика регулирующих клапанов

№ п/п	Номер позиции по схеме	Место установки клапана	Название клапана	Тип клапана
1.	КРР	Трубопровод газа от УПГ и СГК Присклонового месторождения	Клапан запорно-регулирующий (регулирующий расход)	Односедельный
2.	КРУ	Трубопровод газового конденсата на выходе из СП-1,2	Клапан запорно-регулирующий (регулирующий уровень)	Односедельный

11 Перечень обязательных инструкций

№ п/п	Наименование	Обозначение
Инструкции обязательные		
1.	Инструкция по охране труда для рабочих всех профессий	ИБТО – 1
2.	Инструкция о порядке обучения рабочих безопасным методам работы	ИБТО – 2
3.	Инструкция о работе на открытом воздухе в холодное время года	ИБТО – 3
4.	Требования к ограждениям, лестницам и площадкам	ИБТО – 4
5.	Инструкция по оказанию первой помощи пострадавшим при несчастных случаях	ИБТО – 5
6.	Инструкция по устройству, содержанию и использованию средств пожаротушения	ИПБО – 4
7.	Инструкция о мерах пожарной безопасности на объектах ОАО «НК «Янгпур»	ИПБО – 1
8.	Инструкция по пожарной безопасности при пользовании электронагревательных приборов	ИПБЭ – 7
9.	Инструкция по применению промышленных фильтрующих и шланговых противогазов	ИБТО – 7
10.	Инструкция о порядке обеспечения рабочих спец.одеждой, спец. обувью и другими СИЗ.	ИБТО – 12
11.	Инструкция по ОТ при эксплуатации, испытании и хранению предохранительных поясов, спасательных веревок.	ИБТО – 8
12.	Инструкция о порядке ведения сварочных работ на взрыво – пожароопасных объектах ОАО «НК «Янгпур»	ИПБВ – 1
13.	Инструкция по организации проведения газоопасных работ	ИБТВ – 1
14.	Инструкция по охране труда при работе на высоте	ИБТВ – 2
15.	Инструкция по охране труда при работе с ручным инструментом	ИБТВ – 3
16.	Инструкция по охране труда при погрузо – разгрузочных работах, перемещению тяжестей вручную и транспортировке грузов	ИБТВ – 4
17.	Инструкция по охране труда при эксплуатации электроустановок (для лиц 1-ой квалификационной группы)	ИБТВ – 6
18.	Инструкция по охране труда при установке и снятии заглушек	ИБТВ – 19
19.	Инструкция по охране труда при работе с приборами по отбору проб воздуха	ИБТВ – 8
20.	Инструкция по охране труда при работе в колодцах (газовых, нефте – водопроводных, закрытых емкостях, аппаратах)	ИБТВ – 8
21.	Инструкция по охране труда при работе с ППУ	ИБТВ – 10
22.	Инструкция по охране труда при дренировании и отогреве замороженных участков трубопроводов и дренажных вентилей	ИБТВ-12
23.	Инструкция по охране труда при перевозке людей на транспорте	ИБТВ-14
24.	Инструкция по безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов	ИБТВ-28
25.	Инструкция по охране труда при эксплуатации насосного оборудования	ИБТВ-107

№ п/п	Наименование	Обозначение
26.	Инструкция по охране труда при отборе проб подтоварной воды	ИБТВ-108
27.	Инструкция по охране труда для слесарей – ремонтников.	ИБТП-65

12 Экспликация оборудования

Экспликация оборудования представлена в таблице 13.1.

Таблица 13.1 – Экспликация оборудования

№ п/п	Наименование оборудование	Индекс по схеме	Количество
1	Газосепаратор сетчатый (основной/резервный)	СП-1,2	2
2	Емкость дренажная подземная	ДЕ	1
3	Блок узла измерения расхода газа	УИРГ	1

13 Сокращения

АРМ	- Автоматизированное рабочее место;
АСУ ТП	- Автоматизированная система управления технологическим процессом;
ДЕ	- Емкость дренажная;
ИТР	- Инженерно-технический работник;
КИПиА	- Контрольно-измерительные приборы и автоматика;
КРР	- Клапан регулирующий расход;
КРД	- Клапан регулирующий давление;
ЛВЖ	- Легковоспламеняющаяся жидкость;
НД	- Нормативный документ;
ПАЗ	- Противоаварийная защита;
ПНГ	- Попутный нефтяной газ;
СИЗ	- Средства индивидуальной защиты;

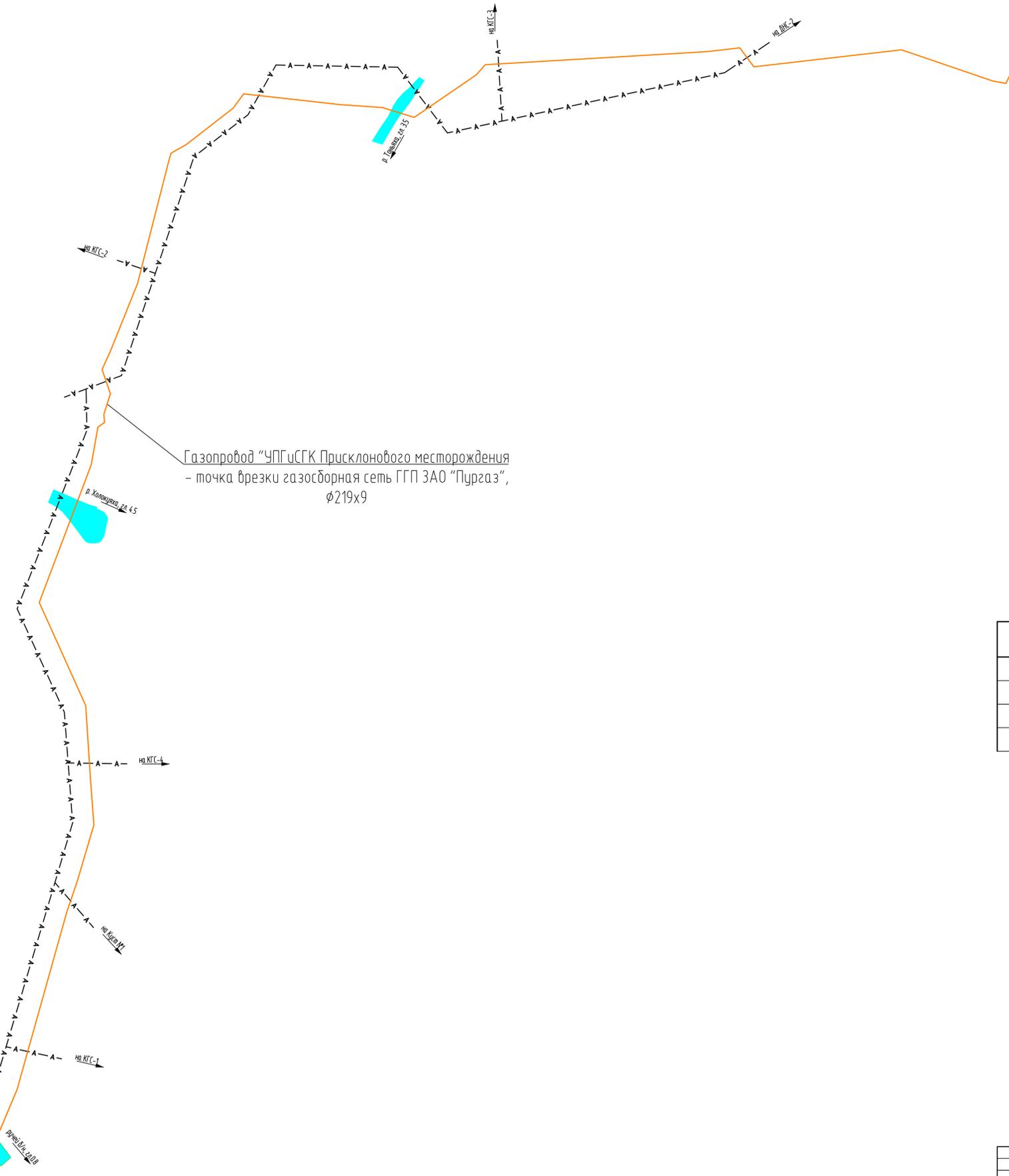
14 Лист ознакомления с технологическим регламентом

№ п/п	Ф.И.О.	Должность	Дата ознакомления	Подпись
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				
28				
29				
30				

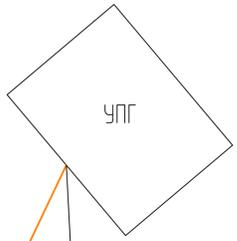
Инв.№ подл. Подпись и дата. Взам.инв.№

ПК68+32 Конец трассы соответствует подключению к сущ. газопроводу ООО "Газпром добыча Ноябрьск"

УП
ПК67+61...ПК67+91
(см. комплект 03-12-2021-УП-ТХ)



Газопровод "УПГ и СГК Присклоновое месторождения" - точка врезки газосборная сеть ГП ЗАО "Пургаз", $\phi 219 \times 9$



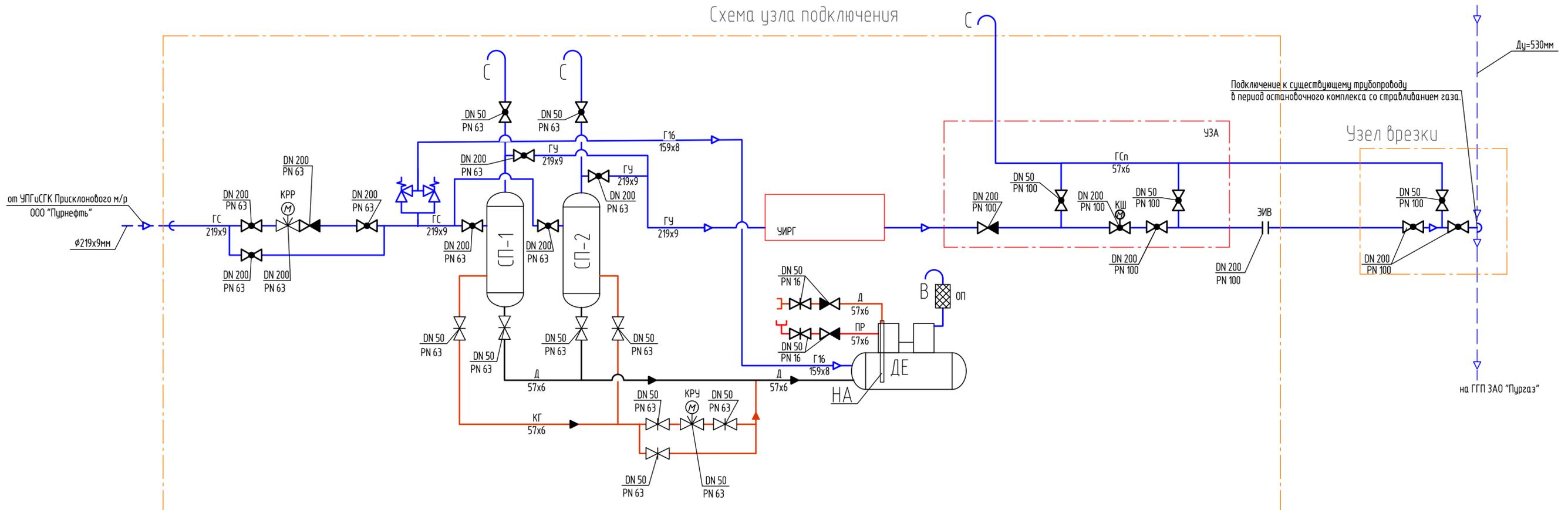
ПК0+00 Начало трассы соотв. точке подключения к трубопроводу на узле измерения расхода газа

Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Примечание
	Установка подготовки газа
	Проектируемый газопровод
	Газопровод существующий
	Автомобиля существующая

03/12-2021-ТР.ГЧ					
Газопровод УПГ и СГК Присклоновое месторождения - точка врезки газосборная сеть ГП ЗАО «Пургаз»					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Пробл.	Дата
Разраб.	Анбаров				08.22
Проб.	Мусагалиева				08.22
Технологический регламент					
Технологическая схема линейного газопровода					
Исполн.	Суслова				08.22
Статус			Лист	Листов	
			ТР	1	
			ООО «СКБ НТМ»		

Схема узла подключения



ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Позиц. обоз.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
СП-1,2	Газосепаратор сетчатый	2	P=4.0 МПа, Дн=1200 мм	
	(Основной/резервный)			
ДЕ	Емкость дренажная подземная	1	V=8 м ³ , P = 0,07 МПа	
НА	Аргегат насосный полупогружной	1	Q = 12,5 м ³ /ч; H = 32 м	
УИРГ	Блок узла измерения расхода газа	1	Q = 170000-270000 м ³ /сут; P = 4 МПа	

Условные обозначения (окончание)

Обозначение	Наименование
	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 пропарки
	Направление потока жидкости
	Направление потока газа
	Укрытие
	Ограждение
	Надземная/подземная прокладка трубопровода
	Опуск (подъем)

Условные обозначения (начало)

Обозначение	Наименование
	Кран шаровый с ручным управлением
	Кран шаровый с электроприводом
	Клапан обратный
	Задвижка с ручным управлением
	Клапан регулирующий с электроприводом
КРР	Клапан, регулирующий расход
КРУ	Клапан, регулирующий уровень
	Быстроразъемное соединение
С	Свеча
В	Воздушник
	Блок предохранительных клапанов (БПК)
эив	Электроизолирующая вставка
	Огнепреградитель

					03/12-2021-ТР.ГЧ				
					"Газопровод УПГ и СГК Присклонового м-я точки врезки - газосборная сеть ГПП ЗАО "Пургаз"				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологический регламент	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Баранцгов			<i>Baran</i>	08.22		ТР	2	
Провер.	Мусагалиева			<i>Musa</i>	08.22				
Н.контр.	Суслова			<i>Suslova</i>	08.22	Технологическая схема УП и УВ	ООО "СКБ НТМ"		