ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ"

Заказчик – АО "АРКТИКГАЗ"

ОБУСТРОЙСТВО АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ САМБУРГСКОГО ЛУ. ДКС. 4-Й ЭТАП

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения

Часть 1. Технологические и монтажно-компоновочные решения
Книга 1. Текстовая часть

2022-633-ЮНГГ-П-ТР1.1

Том 6.1.1

2026

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ"

Заказчик – АО "АРКТИКГАЗ"

ОБУСТРОЙСТВО АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ САМБУРГСКОГО ЛУ. ДКС. 4-Й ЭТАП

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения

Часть 1. Технологические и монтажно-компоновочные решения
Книга 1. Текстовая часть

2022-633-ЮНГГ-П-ТР1.1

Том 6.1.1

Главный инженер В.А. Чуркин

Главный инженер проекта А.Г.Бадло

2026

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Обозначение	Наименование	Примечание
2022-633-ЮНГГ-П-СП	Состав проектной документации	Выпускается отдельным документом
2022-633-ЮНГГ-П-ТР1.1-С	Содержание тома 6.1.1	Лист 2
2022-633-ЮНГГ-П-ТР1.1.ТЧ	Текстовая часть	Лист 3

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Потатков			10.11.26
Проверил		Андриевский			10.11.26
Н.контр.		Человань			10.11.26
Гл. Спец.		Человань			10.11.26

2022-633-ЮНГГ-П-ТР1.1-С

Содержание тома 6.1.1

Стадия	Лист	Листов
П		1

ЮЖНИИГИПРОГАЗ

Формат А4

Содержание

1 Общие сведения 4
2 Общие сведения об объекте капитального строительства 5
2.1 Исходные данные 5
2.2 Местоположение объекта 5
2.3 Климатические условия района строительства 5
2.4 Сведения о функциональном назначении объекта капитального строительства и его общая характеристика 7
3 Сведения об источниках поступления сырья, номенклатуре товарной продукции, вспомогательных веществах, обращающихся на объекте 11
3.1 Источники поступления сырья 11
3.2 Гидратообразование 12
3.3 Решения по предупреждению углекислотной коррозии 13
3.4 Номенклатура товарной продукции 14
3.5 Сведения о вспомогательных материалах 14
3.6 Потребность в основных видах ресурсов 19
4 Обоснование показателей и характеристик технологических процессов и оборудования 21
4.1 Обоснование технологических решений 21
4.2 Узел запорно-переключающей арматуры 25
4.3 Установка очистки газа 26
4.4 ГПА с газотурбинным приводом 27
4.5 Системы обеспечения работы гпа 29
4.5.1 Станционный контур рециркуляции газа 29
4.5.2 Система топливного газа 30
4.5.3 Система буферного газа 30
4.5.4 Система барьерного воздуха 31
4.5.5 Пусковая система 31
4.5.6 Система маслоснабжения 31
4.5.7 Система промывки гвт двигателей ГПА 31
4.5.8 Дренажная система 31
4.6 Установка охлаждения. Аппараты воздушного охлаждения 32
4.7 Вспомогательные технологические объекты и системы 33
4.7.1 Установка подготовки газов 34
4.7.2 Блок емкости аварийного слива 2БЕ-1 40

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	**2022-633-ЮНГГ-П-ТР1.1.ТЧ**		
Разраб.		Потатков			10.11.26	**Текстовая часть**	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Андриевский			10.11.26		П	1	149
Н.контр.		Человань			10.11.26		ЮЖНИИГИПРОГАЗ		
Гл. Спец.		Человань			10.11.26				

4.7.3 Площадка ресиверов азота и воздуха 40
4.7.4 Блоки подачи метанола 42
4.7.5 АДЭС 43
5 Перечень и характеристика предохранительных клапанов 44
6 Классификация технологических блоков по взрывоопасности 45
7 Характеристика основных технологических трубопроводов 47
7.1.1 Выбор диаметров трубопроводов 47
8 Перечень и характеристика основного и вспомогательного технологического оборудования 49
9 Описание мест расположения приборов учета, используемых в производственном процессе, энергетических ресурсов и устройства сбора и передачи данных от таких приборов 51
10 Монтажно-компоновочные решения 52
10.1 Характеристика внутриплощадочных технологических трубопроводов 52
10.2 Трубы и соединительные детали трубопроводов 56
10.3 Трубопроводная арматура 67
10.4 Тепловая и антикоррозионная изоляция трубопроводов и емкостного оборудования. 71
10.5 Сборка, сварка и приемка в эксплуатацию технологического оборудования и трубопроводов 74
10.6 Обоснование количества и типов вспомогательного и грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов 80
11 Электроснабжение и электробезопасность 82
12 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах 85
13 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности 98
13.1 Структура управления производством 98
13.2 Вахтовый метод организации работ. Режим труда и отдыха 99
13.3 Профессионально-квалификационный состав работников. Количество рабочих мест 103
13.4 Организация и оснащение рабочих мест 104
14 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства 106
14.1 Общие положения 106
14.2 Решения, направленные на соблюдение требований безопасности и охраны труда 107
14.3 Обеспечение персонала сиз и сизод 110

14.4Бытовое обслуживание трудящихся 111
15 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе 120
15.1 Описание автоматизированных систем управления технологическим процессом 120
15.2 Описание систем противоаварийной защиты 121
16 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники. 124
17 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду 127
18 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов 128
19 Сведения о количестве и составе стоков. Мероприятия по предотвращению сбросов стоков в окружающую среду 129
20 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемых в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов 130
21 Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов 133
22 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов 135
22.1 Описание и обоснование проектируемых инженерных систем по контролю и предупреждению возникновения потенциальных аварий и систем связи 135
22.2 Перечень мероприятий по созданию аварийно-спасательной службы и мероприятий по охране систем газоснабжения 136
22.3 Сведения о финансовых и материальных ресурсах для локализации и ликвидации последствий аварий на проектируемом объекте 137
23 Обозначения и сокращения 140
24 Перечень таблиц 142
25 Перечень иллюстраций 143
26 Ссылочные нормативные документы 144
27 Таблица регистрации изменений 149

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Проектная документация разработана на основании Задания на проектирование объекта " Обустройство ачимовских отложений Уренгойского месторождения Самбургского ЛУ. ДКС. 4-й этап", утвержденного АО "АРКТИКГАЗ" от 13.09.2024г. с Изменением 1 от 08.04.2026г..

В данной работе представлены решения для рассмотрения и утверждения их для последующей реализации в рабочей документации по объекту строительства.

Проектом предусматривается расширение существующей дожимной компрессорной станции ДКС, предназначенной для компримирования сырого природного газа на УКПГ ачимовских отложений Уренгойского месторождения Самбургского ЛУ до давления, обеспечивающего эффективную работу существующей установки комплексной подготовки газа (подготовка газа методом низкотемпературной сепарации – НТС).

Подключение трубопроводов ДКС к существующим трубопроводам УКПГ выполняется согласно ТУ АО "АРКТИКГАЗ" на подключение объекта "Обустройство ачимовских отложений Уренгойского месторождения Самбургского ЛУ. ДКС. 4-й этап" к существующим трубопроводам УКПГ

2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

2.1 Исходные данные

Исходными данными для разработки проектной документации являются:

- Техническое задание на проектирование объекта "Обустройство ачимовских отложений Уренгойского месторождения Самбургского ЛУ. ДКС. 4-й этап" от 13.09.2024 г.;
- Изменение к Техническому заданию на проектирование объекта "Обустройство ачимовских отложений Уренгойского месторождения Самбургского ЛУ. ДКС. 4-й этап" от 08.04.2026 г.;
- Проектная документация "Обустройство ачимовских отложений Уренгойского месторождения Самбургского лицензионного участка. Дожимная компрессорная станция", разработанная ООО "ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ" в 2019 г. (Положительное заключение Государственной экспертизы от 21.03.2019 №89-1-1-3-006038-2019);
- Письмо АО "АРКТИКГАЗ" от 17.09.2024 исх. № ЕН 07012/01-11 О параметрах пластовой смеси на входе УКПГ по годам эксплуатации;
- Технические условия на подключение технологических трубопроводов объекта "Обустройство ачимовских отложений Уренгойского месторождения Самбургского лу. ДКС. 4-й этап"

2.2 Местоположение объекта

Район строительства находится в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области Российской Федерации на территории Самбургского лицензионного участка, в 42 км на северо-восток от ближайшего населенного пункта - г. Новый Уренгой.

В административном отношении участок расположен на землях АО "Совхоз Пуровский" Пуровского района, на землях, ранее отведенных в долгосрочную аренду газодобывающей компании АО "АРКТИКГАЗ".

Площадка проектируемых объектов примыкает к существующей площадке ДКС с юго-западной стороны.

2.3 Климатические условия района строительства

Описываемая территория в ландшафтном отношении соответствует зоне лесотундры, имеет выраженный континентальный климат и по климатическому районированию для строительства [СП 131.13330.2020] относится к ІД району. Формирование климата происходит под влиянием западной циркуляции летом и сибирского антициклона зимой. Здесь наблюдается более быстрая смена циклонов и антициклонов, чем

на тех же широтах в европейской части РФ, что способствует большой изменчивости погоды.

В соответствие с зонами распределения действия метеостанций, описываемая территория относится к зоне действия метеорологической станции Уренгой.

Для термического режима рассматриваемой территории характерны суровая продолжительная зима, сравнительно короткое умеренно теплое лето, поздние весенние и ранние осенние заморозки, короткие переходные сезоны – весна и осень. Самые холодные месяцы года – январь и февраль, наиболее теплый – июль.

Климатическая характеристика района строительства приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Климатическая характеристика района строительства

Характеристика		Значение
Климатический подрайон строительства (СП 131.13330.2012, рисунок А.1)		1Д
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С		-56
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С		+34,8
Средняя годовая температура воздуха, °С		-7
Среднемесячная температура наиболее холодного месяца (январь), °С		-25,9
Среднемесячная температура наиболее теплого месяца (июль), °С		+15,7
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	обеспеченностью 0,92	-49
	обеспеченностью 0,98	-50
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С	обеспеченностью 0,92	-52
	обеспеченностью 0,98	-54
Нормативное значение ветрового давления для III района, кПа		0,38
Расчетное значение веса снегового покрова для V района, кПа		2,5
Средняя годовая скорость ветра, м/с		3,7
Максимальная скорость ветра по данным МС Уренгой (табл. 3.22 том 3.1, 2022-633-ЮНГГ-ИИ-ИГМИ1) с учётом порывов, м/с		32
Сейсмичность района строительства, баллы (СП 14.13330.2011 согласно картам: А, В, С)		до 5

Значения среднемесячной и годовой температуры воздуха приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Значения среднемесячной и годовой температуры воздуха

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Температура воздуха, ºС												
-25,9	-24,9	-17,1	-9,7	-1,5	9,8	15,7	11,8	5,3	-5,5	-18,0	-23,2	-6,9

Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца (января) составляет 78 %, наиболее теплого (июля) 69 %.

Среднее месячное и годовое количество осадков приведено в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Среднее месячное и годовое количество осадков

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Количество осадков, мм												
24	20	25	29	35	56	62	68	56	55	38	31	499

Высота снежного покрова достигает максимальных значений в марте и составляет в среднем 54 см. Экстремальные значения высоты снежного покрова достигают 81 см на закрытой местности и 40 см - на открытой.

2.4 Сведения о функциональном назначении объекта капитального строительства и его общая характеристика

Существующее положение

Установка комплексной подготовки газа (УКПГ), на территории которой расположена ДКС, предназначена для приема и промысловой обработки продукции скважин с целью обеспечения качества газа в соответствии с СТО Газпром 089-2010 при максимальном извлечении углеводородов С3+ и включает следующие технологические объекты:

- узлы подхода и входа шлейфов;
- установку продувки шлейфов;
- установку сепарации пластовой смеси;
- установку подготовки газа (1, 2 очередь, в каждой очереди 2 технологических линии);
- установку подготовки газа УПГ-3 (2 технологических линии);
- установку деэтанизации конденсата (2 технологические линии);
- установку производства метанола;
- установку компримирования низконапорных газов;
- склад ГСМ;
- станцию насосную ГСМ;

- склад метанола;
- станцию насосную метанола;
- установки факельные;
- установку подготовки топливного, пускового, импульсного газов и газа собственных нужд;
- установку получения азота;
- установку компрессорную воздуха КИП;
- узел коммерческого учета газа;
- узел коммерческого учета газового конденсата.

Ряд технологических объектов в течение эксплуатации подвергались модификациям, направленным на снижение температуры ДЭК, десорбции метанола из ВМР сырым газом оптимизацию возможности очистки и промывки оборудования.

В 2019 году был осуществлен ввод в эксплуатацию 3-й (резервной) технологической линии деэтанизации конденсата производительностью до 6900 т/сутки по ДЭК (в рамках проекта "Обустройство ачимовских отложений Уренгойского месторождения Самбургского лицензионного участка. Установка комплексной подготовки газа. Установка деэтанизации конденсата. 3-я технологическая линия").

Существующая дожимная компрессорная станция предназначена для компримирования газа Уренгойского НГКМ до давления, обеспечивающего эффективную работу действующих установок НТС.

В составе существующей ДКС обеспечивается работа компрессорного цеха, включающего в себя шесть модулей газоперекачивающих агрегатов (МГПА №1…6), в составе каждого модуля:

1) агрегат газоперекачивающий – ГПА серии "Волга" мощностью 18 МВт с центробежным двухкорпусным компрессором (низкого давления КНД и высокого давления КВД) с мультипликатором;

2) блок фильтра–сепаратора пластовой смеси ФС-1, предназначен для первичной сепарации газа перед КНД;

3) блок фильтра–сепаратора пластовой смеси ФС-2, предназначен для промежуточной сепарации газа КНД;

4) аппараты воздушного охлаждения АВОкнд и АВОквд;

5) блок фильтра-сепаратора пластовой смеси ФС-3, предназначен для конечной сепарации газа перед выходом из МГПА.

Также для обеспечения работы основного оборудования существующей ДКС предусмотрен ряд вспомогательных систем и установок:

- система подготовки газов (топливного, импульсного и буферного);
- система хранения, очистки, подачи чистых и сбора отработанных масел;

- система подачи дизельного топлива от существующей площадки емкостей дизельного топлива на УКПГ к аварийным ДЭС ДКС и к ДЭС № 4 на территории УКПГ для нужд установки охлаждения газа (АВОУКПГ);
- система получения и хранения азота;
- система хранения и подачи барьерного воздуха;
- система подготовки и хранения воздуха КИП;
- система подачи метанола;
- система электроснабжения;
- система отопления и вентиляции;
- система водоснабжения и канализации;
- АСУ ТП и др.

Проектируемые объекты

Для обеспечения в перспективе заданных давлений для удовлетворительной работы УКПГ данным проектом предусматривается расширение компрессорного цеха ДКС с установкой дополнительных четырех ГПА (ГПА №7…10), работа которых предусматривается как первая ступень компримирования, второй ступенью компримирования являются существующие ГПА 1 ÷ 6 на ДКС-1.

В составе проектируемого комплекса предусматриваются следующие основные технологические процессы:

- сепарация газа с системой сбора продуктов очистки;
- компримирование газа с помощью ГПА оснащенных однокорпусным центробежным нагнетателем (ЦБН) и газотурбинным приводом;
- охлаждение газа в АВО.

Фильтры-сепараторы пластовой смеси 2ФС-1, 2ФС-2 и 2ФС-3 и аппараты воздушного охлаждения 22ВХ-1…22ВХ-24, а также емкостное оборудование размещены на открытой площадке.

В состав ДКС входят следующие основные объекты:

- узел запорно-переключающей арматуры для подключения ДКС (4-й этап) к существующей ДКС и УКПГ (наружная установка);
- Установка очистки газа, включает в себя фильтры-сепараторы 2ФС-1, 2ФС-2, 2ФС-3 (наружная установка);
- ГПА с газотурбинным приводом №7…№10 применяется газоперекачивающий агрегат по типу серии "Волга" мощностью 18 МВт с центробежным однокорпусным компрессором;
- Установка охлаждения, состоящая из аппаратов воздушного охлаждения 22ВХ-1…22ВХ-24 (наружная установка);
- блоки подачи метанола 2БПМ-1 (ингибитора гидратообразования) в обвязке

каждого ГПА, размещены на раме, предназначены для подачи метанола перед АПК.

- емкость дренажная Е-1 (надземная) возле каждого ГПА предназначена для приема дренажей от систем ГПА, а также после промывки ГВТ ГТД и переливов чистого масла от маслобаков ГПА;
- емкость дренажная Е-2 (подземная) возле каждого ГПА предназначена для приема:
  - конденсата из ГПА;
  - дренажей из фильтров-сепараторов 2ФС-1, 2ФС-2, 2ФС-3;
  - дренажей от блока подачи метанола БПМ-1;
  - дренажей из нижних точек газовой обвязки газоперекачивающего агрегата.

Для обеспечения работы технологического оборудования на территории объекта предусмотрены вспомогательные системы, установки и оборудование:

- блок емкости аварийного слива 2БЕ-1 (подземная установка емкости с наружным расположением арматурного блока);
- установка подготовки газов (2УПГ), в которую входят:
  1) блок подготовки газов (блок-контейнер);
  2) ресиверы импульсного газа 2РИ-1, 2 (наружная установка);
  3) емкость для сбора конденсата 2Е-6 (наружная установка);
  4) емкость слива теплоносителя 2Е-10 (наружная установка);
- система подачи чистых и сбора отработанных масел от/к существующих сооружений ДКС (1-й-3-й этапы);
- площадка ресиверов азота и воздуха, в составе:
  1) ресиверы азота РА-1, 2 (наружная установка);
  2) ресиверы воздуха РВ-1, 2 (наружная установка);
- система подачи метанола. В составе сетей технологических предусмотрена установка блока подачи метанола 2БПМ-2 на раме, предназначенного для подачи ингибитора перед станционным клапаном – регулятором холодной рециркуляции № КХР36-2;
- аварийные дизельные электростанции АДЭС № 4 ÷ № 5 (блок-контейнеры);
- система подачи дизельного топлива от площадки емкостей дизельного топлива на УКПГ к аварийным ДЭС ДКС;
- емкости аварийного слива дизельного топлива 2Е-7-1 и 2Е-7-2;
- сети технологические, в том числе:
- система электроснабжения;
- система водяного теплоснабжения;
- система отопления и вентиляции;
- система водоснабжения и канализации;
- АСУ ТП и другое.

3 СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ, НОМЕНКЛАТУРЕ ТОВАРНОЙ ПРОДУКЦИИ, ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ВЕЩЕСТВАХ, ОБРАЩАЮЩИХСЯ НА ОБЪЕКТЕ

3.1 Источники поступления сырья

Сырьем ДКС является пластовая смесь, поступающая от кустов газоконденсатных эксплуатационных скважин Уренгойского месторождения и прошедшая первичную сепарацию на УКПГ.

На территории Уренгойского месторождения разрабатываются газоконденсатные и нефтегазоконденсатные ачимовские залежи (пласты $Ач_3$, $Ач_4$, $Ач_{3-4}^1$, $Ач_{3-4}^2$, $Ач_5^{2-3}$). Пластовая смесь ачимовских залежей характеризуется высокими пластовыми и устьевыми давлениями, устьевой температурой газа. По составу добываемый газ имеет большое содержание газового конденсата с высококипящими парафинами. Потенциал C_{5+} достигает значения 436 г/м^3.

В качестве основных исходных данных для проектирования ДКС используются параметры пластовой смеси на входе Уренгойской УКПГ, направленные письмом АО "АРКТИКГАЗ" от 17.09.2024 №ЕН-07012/01-11 и приведенные в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры пластовой смеси на входе УКПГ

Год	Зима			Лето		
	месяц	Расход газа (С4-) млн.м^3/сут	$Р_{вх}$ в УКПГ, МПа	месяц	Расход газа (С4-) млн.м^3/сут	$Р_{вх}$ в УКПГ, МПа
2026	Январь	67,05	7,60	Июль	63,08	7,60
2027	Январь	68,59	7,60	Июль	65,06	7,00
2028	Январь	68,92	6,00	Июль	64,77	6,00
2029	Январь	68,46	3,50	Июль	66,55	3,50
2030	Январь	67,68	3,50	Июль	62,95	3,50
2031	Январь	58,04	3,02	Июль	55,11	2,90
2032	Январь	51,85	2,78	Июль	48,88	2,66
2033	Январь	46,02	2,54	Июль	43,80	2,42
2034	Январь	41,46	2,30	Июль	39,38	2,18
2035	Январь	37,29	2,06	Июль	35,33	1,94
2036	Январь	33,34	1,90	Июль	31,64	1,90
2037	Январь	30,36	1,90	Июль	28,48	1,90
2038	Январь	27,12	1,90	Июль	25,72	1,90
2039	Январь	24,28	1,90	Июль	23,35	1,90
2040	Январь	22,23	1,90	Июль	20,82	1,90
2041	Январь	19,69	1,90	Июль	18,58	1,90

2042	Январь	17,92	1,90	Июль	17,14	1,90
2043	Январь	16,30	1,90	Июль	15,21	1,90
2044	Январь	14,52	1,90	Июль	13,76	1,90
2045	Январь	12,97	1,90	Июль	12,26	1,90

Состав компримируемого газа приведен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Состав пластовой смеси на входе в ДКС

Наименование показателя	Значения
Компонентный состав	% объемные
N_2	0,2131 - 0,2154
CO_2	0,7582 - 0,7629
C_1	84,1231 - 84,9861
C_2	7,7517 - 7,8459
C_3	3,3981 - 3,5608
iC_4	0,7464 - 0,8336
nC_4	0,8837 - 0,9998
iC_5	0,2652 - 0,3077
nC_5	0,3018 - 0,3691
$C_{6+в}$	0,4515 - 0,6500
H_2O	0,0889 - 0,3135
Метанол	0,0480 - 0,0750

3.2 Гидратообразование

При разработке большинства газовых и газоконденсатных месторождений возникают проблемы, связанные с образованием гидратов. Особое значение этот вопрос приобретает при разработке месторождений Западной Сибири и Крайнего Севера.

Одним из факторов, обусловливающих образование гидратов природных газов, является насыщение последних парами воды. При этом объемная скорость накопления гидратов зависит от скорости изменения влагосодержания газа с изменением давления и температуры.

Для принятого состава газа динамика изменения температуры гидратообразования от давления приведена на рисунке 3.1.

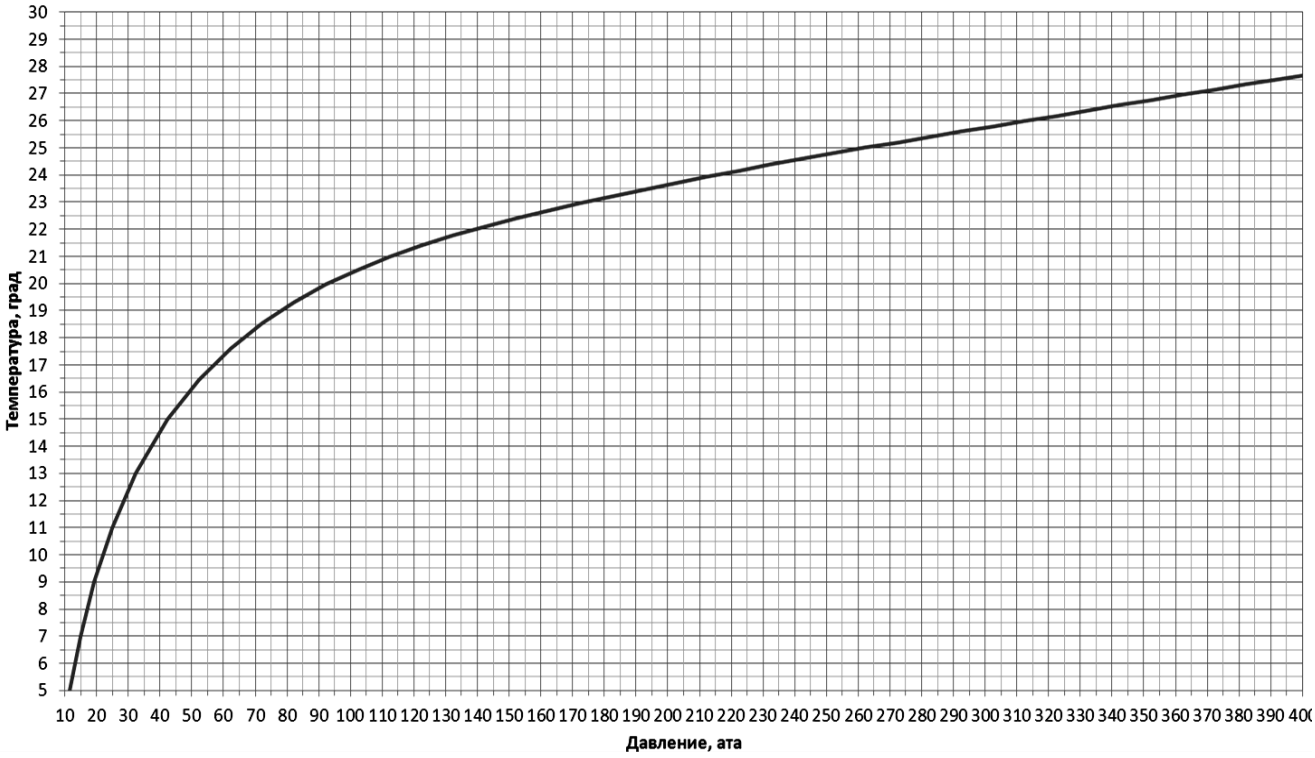

Рисунок 3.1 – Кривая гидратообразования для ачимовского газа

Наиболее вероятные места образования парафиногидратных отложений:

- в местах резкого изменения скорости газового потока;
- в местах врезок трубопроводов;
- на запорной арматуре.

Предупреждение отложения гидратов осуществляется ингибированием процесса метанолом.

3.3 Решения по предупреждению углекислотной коррозии

Основным коррозионно-агрессивным компонентом в добываемых на ачимовских отложениях Уренгойского месторождения пластовых смесях является углекислый газ (CO_2). В составе компримируемого газа содержится 0,76% мольн. данного газа. Вторым компонентом для протекания углекислотной коррозии является вода. В присутствии влаги, содержащейся в компримируемом газе, включается электрохимический механизм углекислотной коррозии.

Содержание агрессивных газов в компримируемой среде оценивается величиной парциального давления, которое рассчитывается по следующей формуле:

$$P_{CO2} = \frac{P \cdot C_{CO2}}{100} \quad (3.1)$$

где P – рабочее давление, МПа или атм;

C_{CO2} – содержание углекислоты в пластовом газе в процентах (мольн.).

Подставив исходные значения максимального давления компримируемого газа на ДКС (4-й этап) (5,0 МПа) и содержание диоксида углерода (0,76 % мольн.) в формулу, получим значение его парциального давления в 0,038 МПа.

Ввиду отсутствия общегосударственных нормативов по данному направлению, в проектной документации используется ссылка на стандарт ПАО "Газпром". В соответствии с положениями СТО Газпром 9.3-011-2011 изм.1 (таблица 1), среды, содержащие углекислый газ с парциальным давлением 0,02…0,05 МПа, оцениваются как среднеагрессивные. При этом учитывая, что в газе, поступающем после сепараторов пробкоуловителей на УКПГ, содержание воды составляет до 150 мг/м^3, то вероятность проявления углекислотной коррозии низкая.

При обводненности жидких фаз менее 5 % рекомендуется проведение только коррозионного мониторинга с периодическим дренированием водной фазы в местах ее возможного скопления. Мероприятия по организации мониторинга внутренней коррозии на проектируемых трубопроводах представлены в соответствующем подразделе тома "Защита от коррозии (2022-633-ЮНГГ-П-ТР4).

3.4 Номенклатура товарной продукции

Продукцией, получаемой на проектируемой ДКС-2 является природный газ скомпримированный до давления 3,2…5,0 МПа, подаваемый далее на вторую ступень компримирования (существующую ДКС).

Параметры газа на выходе из ДКС-2 приводятся в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры газа на выходе из ДКС-2

Давление, МПа (абс.)	Температура, °С	Содержание капельной жидкости, мг/м^3
3,2…5,0	30…35	не более 20

3.5 Сведения о вспомогательных материалах

Для обеспечения нормального технологического процесса на ДКС применяются следующие вспомогательные материалы:

- топливный газ для ГПА по СТО Газпром 089 - 2010, отбираемый из коллектора осушенного газа УКПГ, либо из магистрального газопровода;
- масло турбинное ТП-22С по ТУ 38.101821-2001 для компрессора и двигателя ГПА;
- масло для АДЭС;
- дизельное топливо для АДЭС;
- очиститель по типу Turbotect TSP-3030 для промывки газовоздушного тракта ГТУ ГПА.

Очиститель Turbotect T-3030 поставляется в таре завода-изготовителя.

В качестве исходного агента, предназначенного для подготовки в блоке подготовки газов 2БПГ топливного, импульсного и буферного газов, используется осушенный и отбензиненный природный газ, подготовленный на УКПГ.

Свойства осушенного газа на входе в БПГ приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Свойства осушенного газа на входе в БПГ

Наименование показателя	Показатель	
Усредненный состав газа	(массовые доли)	(мольные доли)
– Метан (CH_4)	0,7613	0,8757
– Этан (C_2H_6)	0,1371	0,0842
– Пропан (C_3H_8)	0,0522	0,0219
– изо-Бутан (C_4H_{10}-i)	0,0096	0,0030
– н-Бутан (C_4H_{10})	0,0094	0,0030
– изо-Пентан (C_5H_{12}-i)	0,0022	0,0006
– н-Пентан (C_5H_{12})	0,0036	0,0009
– C_6+выше	0,0019	0,0004
– Азот (N_2)	0,0033	0,0022
– Диоксид углерода (CO_2)	0,0190	0,0079
– Метанол	0,004	0,0002
– Вода	0,0000	0,0000
Итого:	1,0	1,0
Молярная масса, г/моль	18,48	
Плотность при 0,1013 МПа и плюс 20°С, кг/м^3	0,767	
Кинематическая вязкость среды, сСт	0,3	
Точка росы газа по воде, °С, не выше	летний период – минус 14 °С при 3,92 МПа зимний период – минус 20 °С при 3,92 МПа (в соответствии с СТО Газпром 089-2010)	

Наименование показателя	Показатель
Точка росы газа по углеводородам, °С, не выше	летний период – минус 5 °С при 2,5...7,5 МПа зимний период – минус 10 °С при 2,5...7,5 МПа (в соответствии с СТО Газпром 089-2010)
Масса сероводорода, г/м^3	нет
Масса меркаптановой серы, г/м^3	нет
Объемная доля кислорода, %	нет
Массовая доля парафина, %	не более 1
Теплота сгорания низшая, МДж/м^3, при 20°С и 0,1013 МПа, не менее	38
Механические примеси, мг/м^3	Не более 10 мг/м^3 размером частиц не более 30 мкм
Размер отдельных частиц, мм	0,02…0,15 (эпизодически до 1)
Категория и группа взрывоопасной смеси рабочей среды по ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 1610.20-1	IIA-T2
Класс опасности по ГОСТ 12.1.005-88	3
Класс опасности по ГОСТ 12.1.007 (по степени воздействия на организм)	IV
Концентрационные пределы воспламенения в смеси с воздухом, % об.	5 ÷ 15

В качестве резервного источника для подготовки буферного газа, подаваемого в газодинамические уплотнения агрегата используется сырой скомпримированный газ (состав компримируемого газа приведен в таблице 3.2).

Основные свойства смазочных масел приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Основные свойства смазочных масел

Наименование показателя	Значения для масла	
	Для ГПА	Для АДЭС
Тип	ТП-22С	Минеральное (смесь)
Плотность при t=20 °С и Р=101,3 кПа, кг/м^3, не более	893	886
Кинематическая вязкость, мм^2/с	23	103
Температура застывания, °С, не выше	"минус" 15	"минус" 33
Температура вспышки, °С	186	228
Токсичность	малоопасные продукты – 4-й класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76	
ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м^3	300 (пары, углеводороды в пересчете на углерод), 5 (туман) *	

*Согласно ГН 2.2.5.1313-03

Основные свойства дизельного топлива приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Свойства дизельного топлива марки "А" по ГОСТ 305-2013

Наименование показателя	Значения
Плотность при t=20 °С, Р=101,3 кПа, не более, кг/м^3	830
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм^2/с	1,5 ÷ 4,0
Температура застывания, °С, не выше	"минус" 55
Температура вспышки, °С	выше 35
Токсичность	малоопасный продукт – 4-й класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76
ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м^3	300

Основные свойства антифриза приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Основные свойства применяемого антифриза для АДЭС

Наименование показателя	Значения
Марка	ОЖ-65 ГОСТ 28084
Плотность при t=15 °С и Р=101,3 кПа, кг/м^3, не более	1100
Температура застывания, °С, не выше	минус 48,9
Температура кипения (при Р=0,1013 МПа), °С	107,2
Токсичность	малоопасные продукты – 4-й класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76
ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м^3	300 (углеводороды в пересчете на углерод)

Основные характеристики концентратов моющих растворов приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Основные характеристики концентратов моющих растворов

Наименование показателя	Значения для концентрата
	Для ГПА
Назначение	Приготовление раствора для промывки ГВТ газотурбинного двигателя
Состав	Промывочный раствор Турботект TSP-3030
Плотность при t=15 °С, Р=101,3 кПа, не более, кг/м^3	1010
Способность к самопроизвольному воспламенению	отсутствует
Температура замерзания, °С	0
Температура кипения, °С	приблизительно 100
Температура вспышки, °С	больше 100
Самопроизвольное воспламенение	отсутствует
Растворимость в воде	полностью растворим
Токсичность	4-й класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76

Основные свойства метанола приведены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Основные свойства метанола синтетического маловодного

Наименование показателя	Значения
	Марка Б
Массовая доля органической части, %, не менее	92,0
Массовая доля воды, %, не более	8,0
Назначение	ингибитор гидратообразования
Внешний вид	Бесцветная или слегка желтоватая жидкость без механических примесей
Водородный показатель (pH), не менее	7,0
Плотность при t=20 °С, Р=101,3 кПа, не более, кг/м^3	815
Массовая доля воды, % не более	8,0
Массовая доля свободных кислот в пересчете на муравьиную кислоту, %	0,005
Температура воспламенения, °С	13
Температура самовоспламенения, °С	440
Температура вспышки, °С	6
Температурные пределы распространения пламени, °С	
- нижний - верхний	5 39
Концентрационные пределы распространения пламени, %	6,98-35,5
Токсичность	3-й класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76
Категория и группа взрывоопасной смеси паров метанола с воздухом	IIA-T2 ГОСТ 30852.11-2002 ГОСТ 30852.5-2002

3.6 Потребность в основных видах ресурсов

Потребность в основных видах ресурсов за расчетный период в динамике по годам эксплуатации ДКС с учетом этапов строительства приведена в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Потребность в основных видах ресурсов

Наименование		Значение по годам																
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Количество установленных агрегатов, шт.		3 раб. + 1 рез																
Установленная мощность, МВт		72																
Производительность ДКС с 2029 г., млн. м^3/сут.	зима	68,46	67,68	58,04	51,85	46,02	41,46	37,29	33,34	30,36	27,12	24,28	22,23	19,69	17,92	16,30	14,52	12,97
	лето	66,55	62,95	55,11	48,88	43,80	39,38	35,33	31,64	28,48	25,72	23,35	20,82	18,58	17,14	15,21	13,76	12,26
Топливный газ, млн. м^3/год		110,3	108,1	113,2	112,1	109,4	110,9	108,0	104,9	95,4	85,3	76,6	69,8	61,9	56,5	51,2	45,7	40,8
Масло смазочное ТП-22с, т/год		90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	88,7	88,7	88,7	88,7	88,7	88,7	79,3	79,3	79,3
Моющий раствор “Turbotect” TSP-950, т/год		1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	0,70	0,70	0,70

4 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ

4.1 Обоснование технологических решений

Расчеты компримирования газа на период эксплуатации с 2026 по 2045 гг. выполнены на основании исходных данных направленными письмом АО "АРКТИКГАЗ" от 17.09.2024 №ЕН-07012/01-11 (параметры пластовой смеси на входе в УВШ). Ввиду последовательной работы проектируемых и существующих дожимных мощностей ДКС расчеты выполнены с учетом всего компримируемого объема газа.

Давление газа на входе ДКС определено с учетом гидравлических потерь во входных сооружениях УКПГ, а именно: УВШ, сепарация, охлаждение газа и соответствующие коммуникации.

Для компримирования газа на проектируемом объекте за основу приняты центробежные газоперекачивающие агрегаты, состоящие из однокорпусного компрессора и ГТУ мощностью 18 МВт.

Расчеты компримирования газа на ДКС выполнены по двум основным режимам работы:

- летнему (наиболее "напряженному" с точки зрения полезной мощности ГПА);
- зимнему (наиболее продолжительному для данного региона).

Тип привода ГПА – газотурбинный. Тип компрессора – центробежный, однокорпусной.

Результаты расчетов компримирования представлены в таблице 4.1.

Охлаждение газа после компримирования предусматривается в аппаратах воздушного охлаждения 22ВХ-1…22ВХ-24, которые обеспечивают снижение температуры газа зимой – до “плюс” 30 ÷ “плюс” 35°С, летом – до “плюс” 35°С.

Максимальное расчетное значение общей рабочей мощности проектируемого дожимного комплекса составляет порядка 43,3 МВт (2030 г.), что соответствует 3 рабочим ГПА мощностью 18 МВт.

Максимальная степень сжатия в расчетный период ДКС с учетом прогнозных показателей может достигать значения 1,88 (2036 г.).

Блок-схема ДКС-2 представлена на рисунке 4.1.

Таблица 4.1 – Режимы компримирования

		Зимний режим																		
		2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
		ДКС-2 (4-й этап строительства) первая ступень компримирования (4 ГПА 18 МВт)																		
Q компр. газа	млн. м^3/сут	-	-	68,46	67,68	58,04	51,85	46,02	41,46	37,29	33,34	30,36	27,12	24,28	22,23	19,69	17,92	16,30	14,52	12,97
Твх	ºС	-	-	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Тнагн.	ºС	-	-	61	61	68	72	76	82	86	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
Рвх	МПа (абс.)	-	-	3,30	3,30	2,82	2,58	2,34	2,10	1,86	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
Р нагн	МПа (абс.)	-	-	4,60	4,60	4,20	4,00	3,80	3,60	3,30	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20
Степень сжатия		-	-	1,39	1,39	1,49	1,55	1,62	1,71	1,77	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88
		Общие параметры ГПА ДКС-2																		
N сумм	МВт	-	-	34,5	34,1	35,7	35,4	35,1	35,6	34,3	34,3	31,2	27,9	25,0	22,9	20,2	18,4	16,8	14,9	13,3
N 1агр	МВт	-	-	17,2	17,1	17,8	17,7	17,6	17,8	17,2	17,1	15,6	13,9	12,5	11,4	10,1	9,2	16,8	14,9	13,3
Количество ГПА в работе		-	-	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1
		ДКС-1 вторая ступень компримирования																		
Q газа сумм.	млн. м^3/сут	68,59	68,92	68,46	67,68	58,04	51,85	46,02	41,46	37,29	33,34	30,36	27,12	24,28	22,23	19,69	17,92	16,30	14,52	12,97
Твх	ºС	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Тнагн.	ºС	72	72	74	74	77	79	82	86	92	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
Рвх	МПа (абс.)	5,90	5,80	4,55	4,55	4,15	3,95	3,75	3,55	3,25	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15
Р нагн	МПа (абс.)	9,20	9,00	7,20	7,20	6,80	6,60	6,40	6,30	6,10	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90
Степень сжатия		1,56	1,55	1,58	1,58	1,64	1,67	1,71	1,77	1,88	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87
		ДКС-1 третья ступень компримирования																		
Q компр. газа	млн. м^3/сут	68,59	68,92	68,46	67,68	58,04	51,85	46,02	41,46	37,29	33,34	30,36	27,12	24,28	22,23	19,69	17,92	16,30	14,52	12,97
Твх	ºС	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Тнагн.	ºС	50	53	63	63	68	70	73	74	77	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Рвх	МПа (абс.)	9,15	8,95	7,17	7,17	6,77	6,57	6,37	6,27	6,07	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87
Р нагн	МПа (абс.)	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00
Степень сжатия		1,20	1,23	1,53	1,53	1,62	1,67	1,73	1,75	1,81	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87
		Общие параметры ГПА ДКС-1																		
N сумм	МВт	66,2	69,4	89,5	88,5	84,8	80,0	75,1	71,6	70,2	64,6	58,8	52,5	47,0	43,1	38,1	34,7	31,6	28,1	25,1
N 1агр	МВт	13,2	13,9	17,9	17,7	17,0	16,0	15,0	17,9	17,5	16,1	14,7	17,5	15,7	14,4	12,7	17,4	15,8	14,1	12,6
Степень сжатия сумм.		1,87	1,91	2,43	2,43	2,66	2,80	2,95	3,11	3,40	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51
Количество ГПА в работе		5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	3	3	3	3	2	2	2	2

		Летний режим																		
		2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
		ДКС-2 (4-й этап строительства) первая ступень компримирования (4 ГПА 18 МВт)																		
Q компр. газа	млн. м^3/сут	-	-	66,55	62,95	55,11	48,88	43,80	39,38	35,33	31,64	28,48	25,72	23,35	20,82	18,58	17,14	15,21	13,76	12,26
Твх	ºС	-	-	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Тнагн.	ºС	-	-	75	75	83	87	88	94	102	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98
Рвх	МПа (абс.)	-	-	3,30	3,30	2,70	2,46	2,22	1,98	1,74	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
Р нагн	МПа (абс.)	-	-	5,00	5,00	4,40	4,20	3,80	3,60	3,40	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20
Степень сжатия		-	-	1,52	1,52	1,63	1,71	1,71	1,82	1,95	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88
		Общие параметры ГПА ДКС-2																		
N сумм	МВт	-	-	43,3	41,0	43,0	42,2	38,1	38,6	39,4	33,1	29,8	26,9	24,5	21,8	19,5	17,9	15,9	14,4	12,8
N 1агр	МВт	-	-	14,4	13,7	14,3	14,1	12,7	12,9	13,1	11,0	14,9	13,5	12,2	10,9	9,7	9,0	15,9	14,4	12,8
Количество ГПА в работе		-	-	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1
		ДКС-1 первая ступень компримирования																		
Q газа сумм.	млн. м^3/сут	65,06	64,77	66,55	62,95	55,11	48,88	43,80	39,38	35,33	31,64	28,48	25,72	23,35	20,82	18,58	17,14	15,21	13,76	12,26
Твх	ºС	35	35	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Тнагн.	ºС	78	77	79	79	87	89	93	97	100	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103
Рвх	МПа (абс.)	5,90	5,80	4,95	4,95	4,35	4,15	3,75	3,55	3,35	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15
Р нагн	МПа (абс.)	9,20	9,00	7,40	7,40	7,00	6,80	6,40	6,30	6,10	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90
Степень сжатия		1,56	1,55	1,49	1,49	1,61	1,64	1,71	1,77	1,82	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87
		ДКС-1 вторая ступень компримирования																		
Q компр. газа	млн. м^3/сут	65,06	64,77	66,55	62,95	55,11	48,88	43,80	39,38	35,33	31,64	28,48	25,72	23,35	20,82	18,58	17,14	15,21	13,76	12,26
Твх	ºС	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Тнагн.	ºС	61	64	72	72	77	79	84	86	88	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
Рвх	МПа (абс.)	9,15	8,95	7,37	7,37	6,97	6,77	6,37	6,27	6,07	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87
Р нагн	МПа (абс.)	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00
Степень сжатия		1,20	1,23	1,49	1,49	1,58	1,62	1,73	1,75	1,81	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87
		Общие параметры ГПА ДКС-1																		
N сумм	МВт	64,8	67,3	81,5	77,1	79,6	74,5	74,6	70,9	67,3	63,9	57,5	51,9	47,1	42,0	37,5	34,6	30,7	27,8	24,7
N 1агр	МВт	13,0	13,5	16,3	15,4	15,9	14,9	14,9	14,2	13,5	16,0	14,4	13,0	15,7	14,0	12,5	11,5	15,3	13,9	12,4
Степень сжатия сумм.		1,87	1,91	2,23	2,23	2,54	2,66	2,95	3,11	3,30	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51
Количество ГПА в работе		5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	3	3	2	2	2

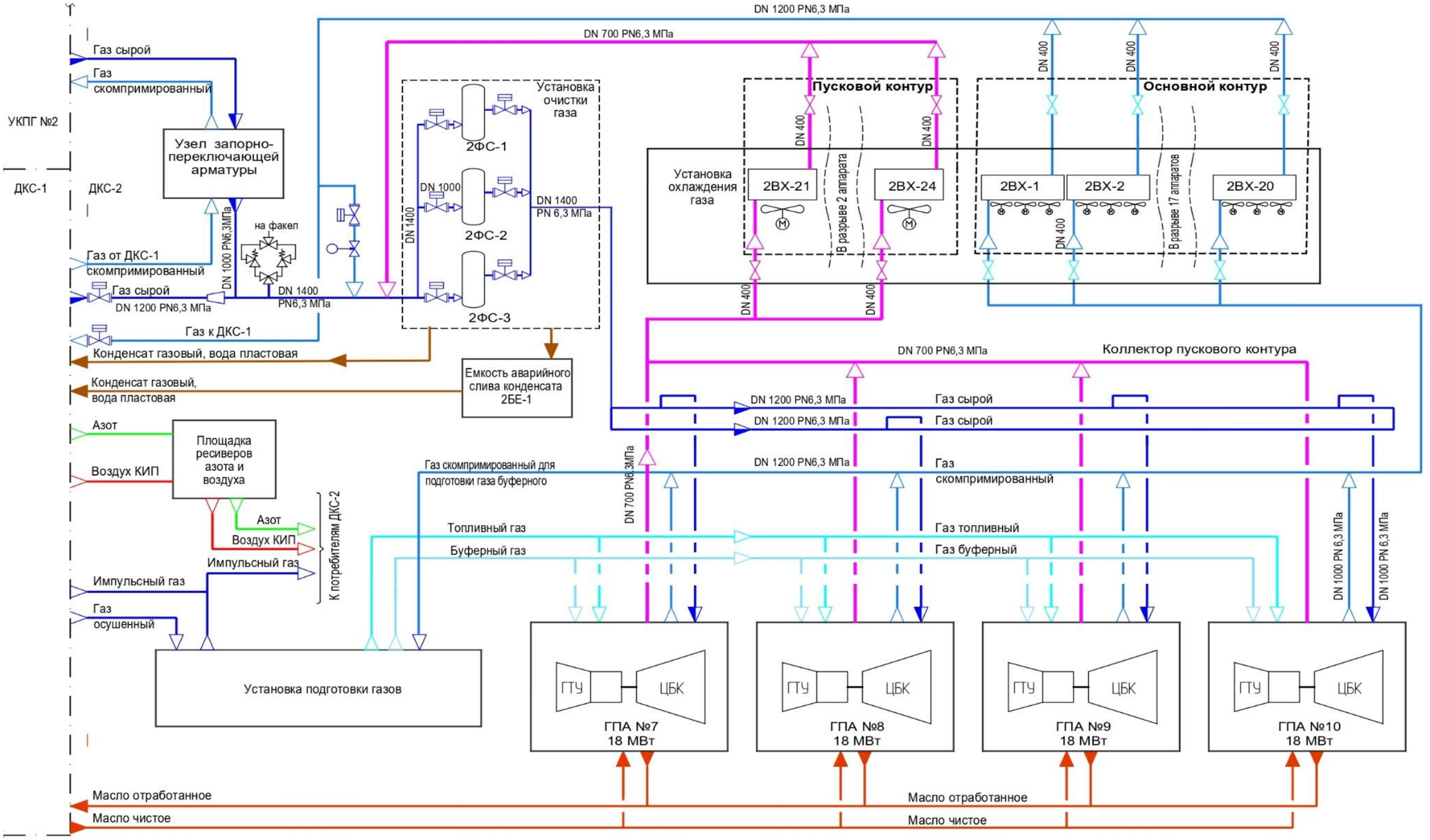

Рисунок 4.1 – Блок-схема ДКС (4-й этап)

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	2022-633-ЮНГГ-П-ТР1.1.ТЧ	Лист 24

Формат А3

4.2 Узел запорно-переключающей арматуры

Узел запорно-переключающей арматуры предназначен:

- для приема газа, поступающего на компримирование от фильтр-сепараторов ФС-111-6…ФС-111-8, размещенных в составе Установки первичной сепарации пластовой смеси №2 (УКПГ №2);
- для переключения газа со входа ДКС-1 на ДКС (4-й этап) (пневмоприводной кран №52-2);
- для подачи скомпримированного газа на всас ДКС-1 (пневмоприводной кран №54-2);
- для подвода скомпримированного газа от ДКС-1 к компрессорам турбодетандерных агрегатов ТДА-205-5, ТДА-205-6, установленных в составе НТС №5, №6 (УКПГ №2) (пневмоприводной кран №8-2).

Для возможности автоматического отсечения ДКС от технологических коммуникаций в составе проектируемого узла запорно-переключающей арматуры на трубопроводах всаса (DN 1400) и нагнетания (DN 1200) установлены пневмоприводные краны: на входном трубопроводе – кран №7-2, на выходном трубопроводе – кран №54-2. Перед краном №54-2 (по ходу газа) предусмотрен клапан обратный ОК-54-2.

Для плавного заполнения системы краны №7-2 и №8-2 оборудованы байпасными линиями, оснащенными арматурой: на байпасе крана №7-2 последовательно установлены – пневмоприводной №7-1-2 и ручной №7р-2 краны, на байпасе крана №8-2 – пневмоприводной №8-1-2 и ручной №8р-2 краны.

Для разгрузки газовых контуров ДКС в составе узла подключения предусмотрены трубопроводы сброса газа в факельный коллектор, оснащенные пневмоприводными кранами: для разгрузки контура всаса предусмотрен кран № 17-2, для освобождения контура нагнетания – краны № 54-5, № 54-4.

Для сброса остаточного давления газовой обвязки ДКС (после разгрузки контура в факельную систему) предусмотрены свечные линии, оснащенные пневмоприводными кранами: № 17с-2 (на всасе), № 54с-1, № 54р-3 (на нагнетании).

Размещение арматуры узла подключения ДКС предусмотрено на открытой площадке.

В качестве управляющей среды для пневмоприводов кранов предусмотрен импульсный газ, подаваемый от ресиверов импульсного газа 2РИ-1, 2. Для подготовки импульсного газа до точки росы по влаге не выше минус 55 ºС в составе установки подготовки газов 2БПГ предусмотрена установка подготовки импульсного газа (УПИГ). Для повышения надежности предусмотрена возможность пополнения ресиверов 2РИ-1, 2 из системы импульсного газа ДКС-1.

Приводы дистанционно-управляемых кранов узла подключения комплектуются индивидуальными ресиверами с запасом силового агента, рассчитанным на две перестановки крана, в случае отсутствия подачи импульсного газа по трубопроводу.

Компримируемый природный газ от узла запорно-переключающей арматуры по газопроводу DN1400 поступает в кольцевой коллектор всаса DN1200, предназначенный для обеспечения равномерного распределения компримируемого газа между ГПА.

Компримированный природный газ от коллектора нагнетания DN1200 подается на всас ДКС-1, через кран №54-2.

4.3 Установка очистки газа

Установка очистки газа предназначена для очистки природного газа от механических примесей и капельной жидкости перед его подачей на всас газоперекачивающих агрегатов.

В состав установки очистки газа входят фильтры-сепараторы 2ФС-1, 2ФС-2, 2ФС-3.

Фильтр-сепараторы предназначены для работы в следующих режимах:

- постоянный - сепарация газоконденсатной смеси с содержанием на входе жидкой фазы в капельном виде до 150 мг/м^3, что соответствует фактическому уносу жидкости из установки первичной сепарации пластового газа, расположенной на территории УКПГ. Согласно документу "Информационный отчет по договору на выполнение работ № 2014-129-НТЦ-П/568/2014 от 18 декабря 2014 г., с учетом дополнительного соглашения № 1 от 27 июля 2015 г.", выполненному ООО "НОВАТЭК НТЦ".
- периодический (при работе ДКС на кольцо) с использованием подачи метанола перед КХР-36-2.

Фильтры-сепараторы оснащаются внутренними сепарационными и фильтрующими элементами, обеспечивающими содержание капельной влаги в очищенном газе на выходе из фильтра-сепаратора не более 15 мг/м^3.

Содержание механических примесей в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-138-2007 на выходе из фильтра-сепаратора составляет не более 3 мг/м^3, при этом доля частиц размером более 20 мкм не превышает 0,15 мг/м^3.

Технологической обвязкой фильтров-сепараторов обеспечена возможность отключения (вывода из эксплуатации) одного из установленных аппаратов, с целью проведения ремонтных или плановых работ. При этом весь поток газа будет перераспределен между рабочими аппаратами.

Фильтры-сепараторы 2ФС-1, 2ФС-2, 2ФС-3 оснащены системой аварийного слива конденсата в общецеховую емкость аварийного слива 2БЕ-1.

Фильтры-сепараторы 2ФС-1, 2ФС-2, 2ФС-3 оснащены блоками предохранительных клапанов со сбросом газа в факельную систему высокого давления.

На трубопроводах выхода газа из фильтров-сепараторов предусматривается возможность подключения переносного измерителя уноса жидкости для периодического контроля эффективности очистки.

В кубовой части сепараторов должен поддерживаться уровень жидкости, необходимый для предотвращения попадания мехпримесей в систему трубопроводов. При минимальном уровне в аппаратах запорный клапан отсекает сброс жидкости и открывается при восстановлении рабочего уровня.

Для предотвращения парафинообразования выполнен электрообогрев стенок аппаратов и трубопроводов с поддержанием температуры стенки сосуда на 0,1-0,2 градуса выше температуры жидкости.

Аппараты имеют штуцера для подачи пара и азота, промывочной воды, приборов КИП и А.

Каждый аппарат оснащен штуцером сброса газовой фазы на свечу, оборудованную дыхательной свечой с огнепреградителем и пробоотборником, а также блоком предохранительных клапанов со сбросом газовой фазы на факел высокого давления с параметрами Ртехн=0,6 МПа, Ррасч=2,0 МПа.

Все оборудование размещается на открытой площадке. Вокруг блоков фильтров-сепараторов пластовой смеси 2ФС-1, 2ФС-2 и 2ФС-3 выполнена глухая площадка, непроницаемая для жидкости, огражденная по периметру сплошным бортом высотой 150 мм. Для отвода разлившейся жидкости предусмотрен сливной стояк диаметром DN 80.

4.4 ГПА с газотурбинным приводом

ГПА №7…№10 обвязываются параллельно, имеют одинаковый функционал, состав оборудования и технологическую обвязку.

Для компримирования газа на ДКС за основу приняты агрегаты блочно-контейнерного исполнения по типу "Волга", состоящие из однокорпусного компрессора и ГТУ номинальной мощностью 18 МВт.

Компрессоры ГПА оснащаются сухими газодинамическими уплотнениями. Подача буферного газа к ГПА выполняется от блока подготовки газов (БПГ). Для дополнительной очистки буферного газа, перед подачей в агрегатные системы использования буферного газа, предусмотрен блок буферного газа поставки завода-изготовителя ГПА.

Промывка газовоздушного тракта (ГВТ) двигателей (ГТД) ГПА предусмотрена с помощью передвижных установок промывки ГВТ двигателя, которые входят в комплект существующей ДКС (1-й…3-й этапы). Система промывки ГВТ двигателей ГПА предназначена для удаления отложений, образующихся на деталях проточной части двигателей ГПА в процессе эксплуатации.

Схема технологическая и автоматизации обвязки ГПА представлена в томе 2022-633-ЮНГГ-П-ТР1.3.

Описание технологической схемы ГПА приведено для одного агрегата, учитывая одинаковый принцип работы и идентичность обвязки.

Газ от кольцевого коллектора всаса по трубопроводу DN1000, через крановый узел пневмогидроприводного крана №1 поступает на всас ГПА для компримирования.

Скомпримированный газ по трубопроводу DN1000, через крановый узел пневмогидроприводного крана №2, поступает в коллектор нагнетания.

В составе пневмогидроприводного крана №1, установленного на трубопроводе входа газа, предусмотрена обводная линия DN100, предназначенная для плавного заполнения газом контура ГПА. На обводной линии последовательно (по ходу газа) установлены: кран с ручным приводом №4р, кран с пневмоприводом №4, а также дроссельная шайба, обеспечивающая плавное заполнение контура агрегата.

В составе блока пневмогидроприводного крана №2, установленного на трубопроводе выхода газа, предусмотрена обводная линия DN100. На обводной линии установлен пневмоприводной кран №2-1.

Краны №1 и №2, расположены на открытой площадке, обеспечивают отключение ГПА от всасывающего и нагнетательного коллекторов.

В составе обвязки ГПА предусмотрена линии антипомпажного (пускового) контура с установленным на ней антипомпажным клапаном АПК-1.

При нормальной работе ГПА клапан АПК находятся в закрытом положении.

Контур рециркуляции в составе ГПА обеспечивает следующие основные функции:

- запуск, загрузка и останов ГПА, при этом штатный запуск ГПА для совместной работы с другими ГПА не требует вывода ДКС в работу на "кольцо" и (или) изменения режима работающих агрегатов;
- антипомпажное регулирование и защиту ЦБН ГПА;
- выравнивание давления в технологическом контуре ГПА через АПК при вынужденном (аварийном) останове с целью предупреждения помпажных явлений и исключения обратной раскрутки ЦБН;
- исключение отрицательного влияния на надежность работы ГПА на всех режимах останова ГПА.

Для антипомпажного регулирования и функционирования автоматизированных систем управления агрегата на нагнетании каждого ГПА предусмотрена установка расходомера.

Обвязкой ГПА предусмотрена возможность работы агрегата "на кольцо" путем отключения модуля от общих коллекторов всаса и нагнетания (при помощи кранов №1, №2) и открытия антипомпажного клапана АПК-1.

Питание узла управления антипомпажного клапана АПК-1 осуществляется импульсным газом от коллектора импульсного газа.

Для возможности подачи метанола и исключения образования гидратов в обвязке ГПА предусмотрен блок подачи метанола 2БПМ-1. Метанол от 2БПМ-1 посредством статического смесителя УВ-1 (входит в комплект поставки БПМ-1) подается в поток газа перед АПК-1.

Сброс газа из обвязки ГПА предусмотрен в факельную систему высокого давления через краны № 5 (на нагнетании) и №5-2 (на всасе). Сброс остаточного давления, выполняемый после разгрузки ГПА на факел, осуществляется через свечной кран №5-1 на индивидуальный свечной трубопровод. Индивидуальные свечи от крана №5-1 выведены за пределы площадки ДКС. Краны №5, №5-1 и №5-2 оснащены дистанционно-управляемыми пневмоприводами.

4.5 Системы обеспечения работы ГПА

Для максимальной унификации технических решений, принятых на существующем оборудовании ДКС, на проектируемом объекте предполагается реализовать аналогичные системы обеспечения работы ГПА, учитывающие, в том числе, требования ТЗ.

4.5.1 Станционный контур рециркуляции газа

Между входным (DN1400) и выходным (DN1200) коллекторами ДКС предусмотрен станционный пусковой контур рециркуляции DN700/DN1000, рассчитанный на полную производительность ДКС (4-й этап). Станционный пусковой контур оборудован пневмоприводным краном №36-2, обратным клапаном ОК-36-2 и цеховым клапаном-регулятором КХР-36-2.

Функции цехового клапана – регулятора КХР-36-2:

- возможность перепуска газа с нагнетания на всас ДКС (вывод ДКС на рабочий режим);
- перепуск газа с нагнетания на всас с дросселированием до давления всаса;
- задействование в алгоритмах перевода цеха с режима "Кольцо" в режим "Магистраль" и наоборот.

Проектными решениями предусмотрена защита агрегатов и ДКС (4-й этап) в целом в случае нарушения расчетных режимов работы ДКС:

- при повышении давления на нагнетании ДКС не менее 5,5 МПа происходит автоматический перепуск части газа с нагнетания на всас при помощи крана №36 и клапана-регулятора КХР-36-2;
- при дальнейшем повышении давления (не менее 5,55 МПа) происходит автоматическое отключение агрегатов;
- при резком снижении давления газа на всасе или нагнетании предусмотрено автоматическое отключение агрегатов и аварийный останов станции со сбросом газа;

– при резком повышении давления газа на всасе или нагнетании предусмотрено автоматическое отключение агрегатов и аварийный останов станции без сброса газа.

Для исключения образования гидратов в трубопроводах и оборудовании сетей ДКС-2 в режиме работы ДКС по станционному "кольцу" предусмотрен впрыск метанола через блок подачи метанола 2БПМ-2.

4.5.2 Система топливного газа

Подача топливного газа к ГПА предусматривается от станционного блока подготовки газов 2БПГ. Для дополнительной очистки топливного газа в составе ГПА перед входом в блок двигателя предусмотрен блок топливного газа поставки завода-изготовителя ГПА, который включает в себя:

– трубопровод подачи топливного газа с запорной дистанционно-управляемой арматурой (кран № 12);

– свечной трубопровод с запорной дистанционно-управляемой арматурой (кран № 9) ~~на свечном трубопроводе, свечной трубопровод от крана № 9 для отвода топливного газа оснащен~~ и шумоглушителем;

– блок фильтров тонкой очистки топливного газа;

– устройство замера расхода топливного газа.

На трубопроводе подвода топливного газа к ГПА предусмотрен ручной кран № 12р (DN80).

4.5.3 Система буферного газа

Подача буферного газа к СГУ ГПА (4-й этап) предусматривается от станционной установки подготовки газов 2БПГ.

Для дополнительной очистки буферного газа, перед подачей в агрегатные системы использования буферного газа, предусмотрен блок буферного газа поставки завода-изготовителя ГПА, который включает в себя ~~две~~ стойку СГУ ~~(по одной для КНД и КВД)~~, а также следующее оборудование:

– трубопровод подачи буферного газа с запорной дистанционно-управляемой арматурой (кран № 15);

– свечной трубопровод с запорной дистанционно-управляемой арматурой (кран №16) и шумоглушителем;

– узел редуцирования буферного газа;

– блок фильтров тонкой очистки буферного газа;

– устройство замера расхода буферного газа.

На трубопроводе подвода буферного газа к ГПА предусмотрен ручной кран № 15р (DN50).

В случае аварийной ситуации в 2БПГ в качестве буферного газа предусмотрена подача скомпримированного газа из трубопровода нагнетания ГПА через пневмоприводной кран №21.

4.5.4 Система барьерного воздуха

Подача барьерного воздуха к СГУ ГПА предусматривается от агрегатной системы ГПА (агрегатные воздуходувки).

4.5.5 Пусковая система

В соответствии с ТЗ приводной двигатель ГПА оснащен электростартером.

4.5.6 Система маслоснабжения

Маслоснабжение ГПА №7…10 организовано централизовано от существующего маслохозяйства ДКС (1-й – 3-й этап).

Подача масла к ГПА осуществляется по маслопроводам от емкостей чистого масла Е-3-1… Е-3-3 насосами существующей насосной масел (НМ).

Опорожнение маслобаков ГПА осуществляется по маслопроводам насосами, установленными в самом ГПА, в существующую емкость отработанного масла Е-4-1.

Прокладка маслопроводов выполнена в теплоизоляции с электрообогревом.

4.5.7 Система промывки ГВТ двигателей ГПА

Система промывки ГВТ двигателей ГПА предназначена для удаления отложений, образующихся на деталях проточной части двигателей ГПА в процессе эксплуатации.

Проектом предусматривается применение существующих передвижных установок промывки ГВТ ДКС-1 для двигателей ГПА№7-№10 с возможностью проведения промывки при "холодной прокрутке" при температуре наружного воздуха до "минус" 15 °С.

4.5.8 Дренажная система

В обвязке каждого ГПА предусмотрены емкости дренажные:

- Е-1 объемом 3 м^3;
- Е-2 объемом 16 м^3.

Емкость дренажная Е-1 (надземная) предназначена для приема:

- дренажей (промстоков) от систем ГПА, а также после промывки ГВТ ГТД;
- переливов чистого масла от маслобаков ГПА;

Емкость дренажная Е-1 оснащена механическим дыхательным клапаном с огнепреградителем, позволяющим исключить загрязнение окружающей среды парами масла.

Емкость дренажная Е-2 (подземная) предназначена для приема:

- углеводородного конденсата из ГПА;
- дренажей блоков фильтров-сепараторов пластовой смеси ФС-1, ФС-2, ФС-3 перед ремонтом;

– дренажей блока подачи метанола 2БПМ-1;

– дренажей из нижних точек газовой обвязки модуля ГПА.

Поступление среды в емкость дренажную Е-2 предусмотрено самотеком, подводящие трубопроводы оборудованы обратными клапанами.

Сброс из газового пространства емкости предусмотрен в факельную систему высокого давления.

Для защиты емкости Е-2 от аварийного превышения давления предусмотрен блок предохранительных клапанов (БПК). Сброс от БПК предусмотрен в факельную систему высокого давления.

Емкости дренажные Е-1, Е-2 оборудованы теплоизоляцией и внутренними обогревателями с подводом/отводом водяного теплоносителя от/к сантехническим сооружениям. Для обогрева дренажных трубопроводов предусмотрена система электрообогрева и теплоизоляции.

Откачка жидкости из дренажных емкостей осуществляется передвижными средствами с последующим вывозом на сооружения УКПГ. В зависимости от состава жидкости, вывозимый продукт подлежит возврату в технологические сооружения или утилизации через существующие сооружения на существующей установке утилизации промстоков.

4.6 Установка охлаждения. Аппараты воздушного охлаждения

Установка охлаждения газа предназначена для охлаждения скомпримированного газа, поступающего от ГПА, перед его подачей на вторую ступень компримирования на существующей ДКС.

Расчеты количества АВО выполнены с учетом следующих основных положений:

– расчетная температура охлаждающего атмосферного воздуха определена на основании средней максимальной температуры воздуха наиболее теплого месяца в районе размещения (СП 131.13330.2018), с учетом поправки на изменчивость климатических данных (+2 °С);

– температура газа на выходе АВО не должна превышать 35 °С в летнем режиме – наиболее напряженном режиме с точки зрения работы АВО;

– запас (резерв) по площади теплообменной поверхности – не менее 20 % от площади теплообменной поверхности, рассчитанной на максимальную производительность.

В данном проекте к установке принято 24 АВО, скомпонованных в одну группу (модуль) и обвязанных для параллельной работы.

Подвод газа к Установке охлаждения предусмотрен от двух коллекторов ДКС (4-й этап) – от цехового нагнетательного коллектора DN 1200 и от цехового пускового коллектора DN 700. С целью оптимизации работы предусмотрена следующая схема подключения АВО в составе установки:

– к нагнетательному коллектору компрессорного цеха подключены все АВО установки (2ВХ-1…2ВХ-24) – основной контур охлаждения;

– к пусковому коллектору подключено четыре АВО из общего количества аппаратов (2ВХ-21…2ВХ-24) – пусковой контур охлаждения.

Для подключения к коллекторам компрессорного цеха на входе и выходе каждого АВО предусмотрены индивидуальные трубопроводы DN 400.

При срабатывании защит ГПА от перегрева пускового контура предусмотрено автоматическое переключение 4-х АВО 2ВХ-21…2ВХ-24 с основного контура охлаждения компримированного газа на контур охлаждения пускового газа.

Для этой цели все трубопроводы в обвязке указанных АВО (вход/ выход газа основного контура охлаждения, вход/ выход газа пускового контура охлаждения) оборудованы кранами с пневмоприводом.

В обвязке остальных АВО (2ВХ-1…2ВХ-20) на подводящих и отводящих трубопроводах компримированного газа установлена ручная арматура, предназначенная для возможности отключения аппаратов от технологических коммуникаций.

Охлажденный в АВО газ пускового контура подается в трубопровод перед установкой очистки газа.

При температуре компримированного газа в коллекторе на выходе установки охлаждения выше 55 °С предусмотрен аварийный останов компрессорного цеха.

Автоматическое поддержание температуры газа на выходе из АВО обеспечивается включением/отключением электродвигателей вентиляторов по алгоритмам Разработчика оборудования.

КИПиА, необходимый для обеспечения контроля и регулирования параметров технологического процесса охлаждения газа (температура, давление, перепад давления на аппарате) и показателей функционирования АВО (вибрация электродвигателей АВО, токовая перегрузка двигателей, температура подшипниковых узлов и др.), входит в комплект поставки АВО.

4.7 Вспомогательные технологические объекты и системы

Для обеспечения работы технологического оборудования предусматриваются следующие установки, системы и оборудование вспомогательного назначения:

- установка подготовки газов (2УПГ);
- емкость аварийного слива 2БЕ-1;
- площадка ресиверов азота и воздуха;
- система подачи метанола;
- дизельные электростанции АДЭС № 4 ÷ № 5.

4.7.1 Установка подготовки газов

Для снабжения ГПА топливным, буферным газом (для сухих газодинамических уплотнений), а также пневмогидро- и пневмоприводной арматуры импульсным газом на площадке ДКС предусматривается установка подготовки газов (УПГ).

Установка подготовки газов имеет в своем составе:

- блок подготовки газов (2БПГ);
- ресиверы хранения импульсного газа 2РИ-1, 2РИ-2;
- емкость дренажную 2Е-6;
- емкость слива теплоносителя 2Е-10;

Блок подготовки газов

Блок подготовки газов состоит из блок-контейнеров полной заводской готовности, габариты блоков не превышают транспортные.

В УПГ предусматриваются узлы и системы, размещаемые внутри блок-контейнера БПГ и обеспечивающие:

- очистку газа от капельной жидкости и механических примесей;
- замер расхода газа;
- подогрев газа;
- осушку газа;
- редуцирование газа;
- сбор дренажей из оборудования УПГ.

Блок подготовки газов (БПГ) имеет два основных входа газа:

- вход № 1 – газ осушенный от сетей УКПГ, предназначенный для подготовки топливного, импульсного, буферного газов и газа для котлов отсека подготовки теплоносителя БПГ;
- вход № 2 – газ от коллектора скомпримированного газа, резервный источник для подготовки буферного газа.

В состав 2БПГ входят технологические узлы:

- узел очистки газа;
- узел подогрева газа;
- узел редуцирования газа;
- узел измерения расхода газа;
- блок подготовки импульсного газа (БПИГ);
- узел анализа качества импульсного газа (контроль точки росы по влаге).

2БПГ обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- очистку общего потока осушенного газа от капельной влаги и механических примесей до необходимой степени чистоты, со сбросом продуктов очистки газа в емкость 2Е-6, расположенную в составе УПГ;
- измерение и регистрацию общего потока газа;

– подогрев общего потока осушенного газа до заданных значений и поддержание его температуры на заданном уровне;

– снижение входного давления осушенного газа до заданных значений для использования в качестве топливного газа для проектного ГПА;

– снижение давления осушенного газа до необходимого давления для подачи в отсек подготовки теплоносителя;

– снижение входного давления газа до заданных значений для использования в качестве буферного газа;

– очистку потока газа от капельной влаги и механических примесей до необходимой степени чистоты, со сбросом продуктов очистки газа в линию углеводородного конденсата сети технологической ДКС Кгв-150;

– измерение и регистрацию расходов топливного, буферного и импульсного газов;

– осушку импульсного газа и определение температуры точки росы импульсного газа.

Диаметр трубопровода, подводящего осушенный газ от УКПГ к УПГ и далее к БПГ - DN 150. Подключение трубопровода Го-150 выполнено к трубопроводу Го-500 на территории УКПГ (точка "С" на чертеже 2022-633-ЮНГГ-П-ТР1.3-ТХ6).

В качестве резервного источника подачи газа к БПГ используется существующий отбор от узла коммерческого учета газа – газопровод DN 150, врезка которого выполнена на территории УКПГ в трубопровод осушенного газа DN 700 в районе крана № 2Г-0С0-5.

Состав осушенного газа приведен в таблице 3.5.

Подготовка газа буферного заключается в редуцировании газа до необходимого давления, в дополнительной очистке от капельной влаги и механических примесей, в подогреве в теплообменниках, в замере газа перед подачей к ГПА.

Все элементы подачи буферного газа к ГПА, после фильтров-сепараторов 2БПГ (по ходу газа), предусматриваются из нержавеющей стали. Трубопроводы с буферным газом (коллектор и отводы) от 2БПГ до входа в ГПА предусмотрены с электрообогревом в теплоизоляции.

Для подготовки топливного газа для ГТД ГПА до необходимых параметров по давлению и температуре, в 2БПГ производится сепарация поступающего газа от возможного наличия капельной влаги и механических примесей, подогрев. Далее на потоке подготовки топливного газа для ГТД предусматривается редуцирование газа и измерение его расхода. В составе агрегатных систем ГПА, в сепараторах тонкой очистки предусмотрена дополнительная очистка топливного газа перед ГТУ.

Трубопроводы с топливным газом (коллектор и отводы) от 2БПГ до входа в ГПА предусмотрены с электрообогревом в теплоизоляции.

Для подготовки газа импульсного до точки росы по влаге не выше минус 56°С, газ очищается от капельной влаги и механических примесей, осушается в блоке осушки газа

(БПИГ) в составе 2БПГ. На выходе из БПИГ предусмотрен контроль точки росы импульсного газа по влаге.

Технологической схемой 2БПГ предусмотрены следующие выходы газа к потребителям:

- газ топливный к проектируемым ГПА;
- газ буферный для ГПА;
- газ импульсный к ресиверам 2РИ-1, 2РИ-2.

Дополнительно, в пределах 2БПГ предусмотрено получение газа топливного с давлением 0,4…0,5 МПа и подача его из отсека технологического в отсек подготовки теплоносителя, для использования в котлах подогрева теплоносителя.

На входных и выходных газопроводах 2БПГ по газу предусмотрена отсечная арматура с дистанционным управлением, а также дистанционно управляемая арматура на свечных линиях. Отсечная и сбросная арматура размещается снаружи 2БПГ.

Для защиты трубопроводов и оборудования систем подготовки топливного газа и газа для отсека теплоносителя от повышения давления свыше максимально допустимого, на выходных трубопроводах линий редуцирования этих газов в 2БПГ предусматривается установка блоков клапанов предохранительных. Для возможности отключения клапана предохранительного (ПК) на ревизию, каждый из ПК в составе блока клапанов предохранительных имеет отдельный выход на свечу.

Конструкция 2БПГ позволяет осуществлять его эксплуатацию в автоматическом режиме, без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Для продувки оборудования и трубопроводов УПГ азотом предусмотрены узлы подключения азота, оснащенные краном, обратным клапаном, присоединительным устройством.

САУ 2БПГ осуществляет автоматизацию установки подготовки газа в объеме, обеспечивающим ее пуск и непрерывную работу в режимах автоматического и дистанционного управления из АСУ ТП и АСУ Э ДКС, а также автоматическое аварийное отключение.

С целью рационального использования имеющихся свободных теплогенерирующих мощностей предусматривается основной подогрев топливного газа и буферного газов в теплообменниках "газ-теплоноситель". Подогрев теплоносителя на основе растворов пропиленгликоля осуществляется в теплообменниках "вода-антифриз" водой теплофикационной от тепловых сетей. В качестве резервных и аварийных источников подогрева теплоносителя предусматриваются автономные водогрейные котлы.

В соответствии с выбранной технологией подогрев очищенного газа в 2БПГ предусматривается двумя способами. В отопительный период (304 дня в году при температуре окружающего воздуха ≤ плюс 10 в соответствии с СП 131.13330.2012) подогрев

природного газа в 2БПГ выполняется в кожухо-трубчатых теплообменных аппаратах "газ-антифриз".

В летний период подогрев антифриза, используемый для подогрева газа, предусматривается в водогрейных котлах, работающих не более 51 дня (летний период).

Циркуляция антифриза обеспечивается насосами, установленными в отсеке подготовки теплоносителя.

В пределах БПГ предусмотрена подача газа топливного с давлением до 0,6 МПа из отсека технологического в отсек подготовки теплоносителя, для использования в котлах подогрева теплоносителя.

Топливный газ для использования в водогрейных котлах перед подачей в отсек подготовки теплоносителя отбирается из общей линии после теплообменников ТГ1, редуцируется до давления 0,4…0,5 МПа и подается в отсек подготовки теплоносителя. В отсеке теплоносителя производится замер расхода газа, редуцирование до 0,01 МПа и далее газ с расходом Q=80…240 м^3/ч подается в камеру сгорания параллельно подключенных водогрейных котлов. Для предотвращения повышения давления после редуцирования выше допустимого, линия выхода газа топливного к котлам оснащена блоком клапанов предохранительных.

Техническая характеристика БПГ представлена в таблице 4.3.

Таблица 4.2 – Техническая характеристика БПГ

Наименование показателя	Значения/Характеристика
1 Тип конструкции	Блок-контейнер полной заводской готовности
2 Расход газа на входе БПГ, м^3/ч (при Р=0,1013 МПа, t=20 °С)	
- газ осушенный от сетей УКПГ	250…31170
- газ скомпримированный для подготовки буферного газа (резервный источник)	480…4720
3 Давление на входе БПГ, МПа (изб.):	
- газ осушенный от УКПГ	4,2 ÷ 6,5 Ррасч.=7,35
- газ скомпримированный для подготовки буферного газа	3,2 ÷ 5,0 Ррасч.= 6,3
4 Температура на входе БПГ, ^{0}С	

Наименование показателя	Значения/Характеристика
- газ осушеный от УКПГ	минус 10 ÷ плюс 5
- газ скомпримированный для подготовки буферного газа	плюс 30 ÷ плюс 50
5 Расход газа на выходе из БПГ, м^3/ч (при Р=0,1013 МПа, t=20 °С):	
- газ топливный к ГТД ГПА	6500 ÷ 26 000
- газ буферный к ГПА от УПГ	480 ÷ 4720
- газ импульсный к потребителям ДКС	250 ÷ 450
6 Давление газа на выходе, МПа (изб.):	
- газ топливный к ГТД ГПА с приводом НК16-18 от УПГ	2,4 ÷ 2,6
- газ буферный к ГПА	2,7 ÷ 5,0
- газ импульсный к потребителям ДКС	3,7 ÷ 6,5
7 Температура газа на выходе, °С:	
- газ топливный к ГТД ГПА	плюс 25 ÷ плюс 55
- газ буферный к ГПА	плюс 60 ÷ плюс 97
- газ импульсный к потребителям ДКС	минус 10 ÷ плюс 5
8 Необходимость очистки газа от капельной жидкости:	да
9 Необходимость замера газа:	да
10 Необходимость одоризации газа:	нет
11 Электропитание	да
12 Обогрев блок-контейнера	да

Ресиверы импульсного газа

Для обеспечения запаса импульсного газа рядом с 2БПГ предусмотрено два ресивера импульсного газа единичным объемом 3 м^3, которые размещены на открытой площадке. Вокруг площадки по периметру предусмотрено сетчатое ограждение. Ресивер 2РИ-1 предназначен для запитки блоков управления кранами узла подключения ДКС-2 к УКПГ, ресивер 2РИ-2 предназначен для запитки блоков управления кранов с пневмогидро- и пневмоприводами на площадке ДКС-2.

Каждый из ресиверов обеспечивает запас импульсного газа не менее 1 часа.

Для предупреждения возможного замерзания конденсата предусмотрен электрообогрев нижней части ресиверов 2РИ-1, 2РИ-2.

Техническая характеристика ресивера импульсного газа представлена в таблице 4.5.

Таблица 4.3 – Техническая характеристика ресивера импульсного газа

Наименование показателя	Величина
Количество, шт.	2
Единичный объем, м^3	3
Рабочее давление, МПа (изб.)	3,7 ÷ 6,5
Температура точки росы по влаге, ºС	не выше "минус" 46
Температура газа в аппарате, ºС	"минус" 46 ÷ "плюс" 34
Срок службы, лет, не менее	30

Емкость дренажная 2Е-6

Дренажи из аппаратов 2БПГ линии очистки топливного и импульсного газов, ресиверов импульсного газа 2РИ-1,2 осуществляется в надземную емкость дренажную 2Е-6 объемом 1 м^3. Также в емкость 2Е-6 выполнен отвод дренажей с пониженных участков факельных отводов с подключением в дренажную линию после обратного клапана по входу среды в емкость. Трубопроводы дренажных сливов прокладываются с уклоном в сторону емкости.

Для защиты от превышения давления, емкость оборудована блоком предохранительных клапанов (БПК) с Рнастр.=7,35 МПа. Сброс среды от БПК осуществляется в факельную систему высокого давления с параметрами Ртехн=0,6 МПа, Ррасч=2,0 МПа.

Дыхание емкости при сбросах в неё жидких сред, насыщенных газом, предусмотрено в факельную систему высокого давления.

Запорная арматура, предусмотренная на линиях сброса газа в факельные системы, пломбируется в открытом положении и закрывается только в случае проведения ремонтных работ.

Для обслуживания емкости перед ремонтом предусмотрена подача азота и пара. Продувка полости аппарата инертным газом осуществляется через свечу, оснащенную огнепреградителем и пробоотборником.

Емкость расположена на открытой площадке, предусмотрена в теплоизоляции с обогревом теплофикационной водой. Для обогрева дренажных и факельных трубопроводов предусмотрена система электрообогрева и теплоизоляции.

Емкость не предназначена для хранения продукта. Откачка жидкости из дренажной емкости осуществляется передвижными средствами с последующим вывозом на сооружения УКПГ.

Компоновочные решения

Блок подготовки газов состоит из блок-контейнеров и поставляется на площадку строительства в полной заводской готовности, габариты блока не превышают транспортные. Различные вспомогательные элементы (лестницы, свечи и т.д.) монтируются после установки блок-контейнеров на фундамент.

Ниже по генплану в ряд, в непосредственной близости от блок-контейнера блока подготовки газов (БПГ) размещается дренажная емкость 2Е-6 объемом 1 м^3; ниже на открытой площадке два ресивера 2РИ-1 и 2РИ-2 для хранения импульсного газа, объемом 3 м^3 каждый. Емкость дренажная устанавливается надземно, оборудована теплоизоляцией, обогрев теплоносителем (теплофикационной водой). Все коммуникации к объектам подготовки газа подходят от основной эстакады.

4.7.2 Блок емкости аварийного слива 2БЕ-1

В составе сетей проектируемой ДКС предусматривается аварийная система, состоящая из системы трубопроводов и аварийной емкости 2БЕ-1.

Аварийный слив жидкости (вода пластовая, конденсационная, углеводородный конденсат, метанол) из фильтров-сепараторов ФС-1, ФС-2, ФС-3 всех 4 агрегатов поступает в емкость аварийного слива 2БЕ-1 единичным объемом 32 м^3 по трубопроводу DN200.

Емкость 2БЕ-1 устанавливается подземно.

Конденсат газовый из блока емкости 2БЕ-1 предполагается направлять на УКПГ, на существующую установку УДК по отдельному трубопроводу DN100, используя при этом газ передавливания, подготовленный в УПТПИГ на УКПГ.

На входных трубопроводах емкости 2БЕ-1 установлены дистанционно управляемые электроприводные шаровые краны, которые отсекают подачу жидкости в емкость при переполнении емкости. Емкость 2БЕ-1 оборудована предохранительным клапаном и свечой с огнепреградителем. Давление начала открытия предохранительного клапана составляет Рн.о.=3,9 МПа.

Аварийная емкость предусмотрена в теплоизоляции заводской поставки и оборудована внутренним обогревателем с подводом/отводом водяного теплоносителя от/к сантехническим сооружениям. Для обогрева трубопроводов предусмотрена система электрообогрева в теплоизоляции.

4.7.3 Площадка ресиверов азота и воздуха

Азот

Подготовленный азот от существующей установки получения азота поступает в ресиверы азота от блок-бокса получения азота в составе УКПГ и ДКС (1-й-3-й этапы). Для

обеспечения запаса инертного азота предусмотрено два ресивера азота единичным объемом 40 м^3 каждый.

Рабочее давление в ресиверах 3,6 МПа (изб.). Для защиты от превышения давления каждый ресивер оснащен блоком клапанов предохранительных с давлением начала открытия 4,0 МПа.

Техническая характеристика ресивера азота приведена в таблице 4.6.

Таблица 4.4 – Техническая характеристика ресивера азота

Наименование показателя	Величина
Количество ресиверов, шт.	2
Единичный объем, м^3	40
Рабочее давление, МПа (изб.)	3,6
Температура в аппарате, ºС	"минус" 56 ÷ "плюс" 34
Срок службы, лет, не менее	30

На выходе азота из ресиверов предусмотрен узел редуцирования, в котором происходит снижение давления с 3,6 МПа до 0,6…0,8 МПа. После узла редуцирования, на трубопроводе подачи азота к потребителям установлен блок клапанов предохранительных (давление начала открытия БПК - 0,92 МПа). Азот с параметрами: Р = 0,6…0,8 МПа, Т = "минус" 56 ÷ "плюс" 34 ºС по системе трубопроводов подается к потребителям площадки ДКС.

Воздух

Потребителями воздуха КИП на площадке ДКС являются исполнительные механизмы регулирующих клапанов.

Для создания запаса воздуха КИП для потребителей ДКС в составе площадки ресиверов азота и воздуха на ДКС установлены два ресивера воздуха КИП 2РВ-1 и 2РВ-2 объемом 4 м^3 каждый (рабочий и резервный). Согласно п. 567 ФНИП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" каждый ресивер обеспечивает запас сжатого воздуха для работы всех исполнительных механизмов регулирующих клапанов в течение не менее одного часа.

Рабочее давление в ресиверах 0,5…0,8 МПа. Для защиты от превышения давления каждый ресивер оснащен блоком клапанов предохранительных с давлением начала открытия 1,0 МПа.

Воздух КИП из ресиверов 2РВ-1, 2РВ-2 по коллектору подается потребителям.

Техническая характеристика ресивера воздуха КИП приведена в таблице 4.7.

Таблица 4.5 – Техническая характеристика ресивера воздуха КИП

Наименование показателя	Величина
Количество ресиверов, шт	2
Единичный объем, м^3	4
Рабочее давление, МПа (изб.)	0,8
Температура в аппарате, ºС	"минус" 56 ÷ "плюс" 34
Срок службы, лет, не менее	30

4.7.4 Блоки подачи метанола

Система подачи метанола исключает образование гидратов в трубопроводах и оборудовании ДКС. Для этого предусмотрено:

– подача ингибитора гидратообразования (метанола) перед АПК-1 в обвязке каждого газоперекачивающего агрегата посредством блоков подачи метанола 2БПМ-1;

– подача ингибитора гидратообразования (метанола) перед цеховым регулятором КХР-36-2 посредством блока подачи метанола 2БПМ-2.

Блок подачи метанола (БПМ) представляет из себя раму, в составе которой размещен канал (гидравлический контур) подачи метанола в поток сырого газа. Блок оснащен вводом электропитания, приборами КИП, узлами ввода метанола в трубопровод.

Внутренняя схема блока в своем составе имеет фильтр, измерение расхода среды (массовый расходомер) и необходимую арматуру для дренирования и обслуживания. Расход подаваемого метанола по каждой линии контролируется системой управления, поставляемой комплектно с БПМ. На трубопроводах подачи ингибитора к узлу ввода (форсункам) предусматривается отключающая дистанционно-управляемая арматура с электроприводом и краны с ручным управлением.

В составе блока имеется арматура, предназначенная для открытия и закрытия магистрали на свечу при осуществлении операции продувки форсунок в случае их засорения, а также арматура, предназначенная для открытия и закрытия магистралей для дренирования при осуществлении операции пропарки или продувки азотом.

Форсунки служат для качественного распределения ингибитора в потоке газа контура рециркуляции ДКС.

Основные свойства метанола, используемого в качестве ингибитора, приведены в таблице 3.9.

Подача метанола к потребителям ДКС-2 (БПМ-1, 2БПМ-2) осуществляется от цехового коллектора подачи метанола ДКС-1 (узел подключения "Е" на чертеже 2022-633-ЮНГГ-П-ТР1.3-ТХ6). Подключение предусматривается в соответствии с ТУ на подключение технологических трубопроводов.

Хранение запаса метанола предусматривается на площадке УКПГ, откуда он подается на все производственные площадки. Отдельные расходные емкости для метанола на площадке ДКС не предусматриваются.

4.7.5 АДЭС

Для аварийного электроснабжения потребителей ДКС (4-й этап) предусматриваются две дизельные электростанции АДЭС №4 и №5 мощностью 2000 кВт каждая.

Топливом для проектируемых АДЭС является дизельное топливо арктическое (марка А-52 по ГОСТ Р 55475-2013).

Подвод дизельного топлива к АДЭС предусматривается по трубопроводам DN50 от сетей существующей площадки емкостей ДТ.

Трубопроводы ДТ предусматривается с теплоизоляцией и электрообогревом.

Для слива дизтоплива из расходных баков АДЭС, а также возможности опорожнения баков от дизтоплива по мере необходимости в процессе эксплуатации электростанции, предусматриваются емкости 2Е-7-1 и 2Е-7-2.

5 ПЕРЕЧЕНЬ И ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ

Таблица 5.1 – Перечень и характеристика предохранительных клапанов

Место установки	Наименование	Расчетное давление защищаемого аппарата	Направление сброса	Требуемая пропускная способность, кг/ч
Установка очистки газа				
2ФС-1, 2ФС-2, 2ФС-3		6,3	Факельная система	
ГПА				
Емкость дренажная Е-2		2,0	Факельная система	
Установка подготовки газов 2БПГ				
Линия подачи газа скомпримированного для подготовки газа буферного	БПК-25-100	6,3	Факельная система	3900
2РИ-1, 2РИ-2		7,35	Факельная система	4285 м3/сут
2Е-6		7,35	Факельная система	61
Сети технологические				
БПК		6,3	Факельная система	
Емкость аварийного слива 2БЕ-1				
2БЕ-1		4,0	Факельная система	
Площадка ресиверов азота и воздуха				
2РА-1, 2РА-2		4,0	свеча	
Линия подачи азота потребителям ДКС		0,92	свеча	
2РВ-1, 2РВ-2		1,0	свеча	

6 КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ БЛОКОВ ПО ВЗРЫВООПАСНОСТИ

В соответствии с "Общими правилами взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств" для сокращения объемов взрывоопасных веществ, поступающих в окружающую среду при аварийных ситуациях предусмотрено разделение технологических установок на отдельные технологические блоки. Для каждого блока с учетом его энергетического потенциала разработаны меры и средства, направленные на предупреждение выбросов горючих и взрывопожароопасных веществ. Для минимизации времени поступления опасных веществ при аварийной разгерметизации системы предусмотрена установка автоматических быстродействующих отсекающих устройств. Скорость срабатывания указанной принято с учетом диаметра трубопровода в соответствии с ГОСТ Р 56001-2014.

Для технологических блоков, в которых обращаются взрывопожароопасные продукты, предусмотрены системы аварийного освобождения, укомплектованные запорными быстродействующими устройствами.

Перечень оборудования, входящего в технологические блоки ДКС-2, а также категории взрывоопасности технологических блоков приведены в таблице 6.1.

Система ПАЗ предназначена для обеспечения взрывобезопасности объекта, предупреждения возникновения на нем аварийных ситуаций, их локализации во всех режимах работы, обеспечения безопасной остановки или перевода технологического процесса в безопасное состояние в автоматическом режиме по аварийным сигналам (загазованность, пожар и т.д.) и от дистанционных кнопок (команд) оператора.

Останов с эвакуацией газа предусмотрен как автоматически (пожар на площадке), так и дистанционно (от кнопки-команды оператора). При этом выполняется одновременное закрытие кранов на границах блоков, открытие кранов сброса газа.

Останов без эвакуации газа предусмотрен как автоматически (загазованность), так и дистанционно (от кнопки-команды оператора). При этом выполняется одновременное закрытие кранов на границах блоков.

В составе системы ПАЗ предусмотрены блокировки с целью обеспечения безопасного отключения отдельных единиц оборудования, без останова всего технологического блока. Для этого предусматривается перевод оборудования в безопасное состояние (отключение оборудования) при отклонении параметров его работы от регламентных предельно допустимых значений.

Таблица 6.1 – Границы и категории основных технологических блоков

Наименование блока	Оборудование, входящее в блок	Границы блока	Категория блока
Блок входного коллектора ДКС-2	Трубопровод газа от узла запорно-переключающей арматуры до 2ФС-1, 2ФС-2, 2ФС-3, трубопровод от 2ФС1-3 до газоперекачивающих агрегатов № 7 - № 10, пусковой коллектор DN700	Краны № 7-2 №1, №6 (в обвязке ГПА)	I
Блок коллектора нагнетания ДКС-2	Трубопровод газа от газоперекачивающих агрегатов № 7 - № 10 до пускового контура	Краны №№ 2 ГПА №1 - №6, № 54-2	I
ГПА №7-10	Агрегат газоперекачивающий ГПА (1 шт.), трубопроводная обвязка	Краны №№ 1, 2	I
Блок подготовки газов БПГ	БПГ	Краны №№ 41-2, 42-2, 43-2, 44-2, 45-2, 46-2	I

7 ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

7.1.1 Выбор диаметров трубопроводов

Выбор диаметров трубопроводов технологической обвязки ДКС-2 выполнен в соответствии с рекомендациями СТО Газпром 2-3.5-051-2006 – исходя из обеспечения скоростей газа в трубопроводах не выше максимальных рекомендуемых.

Результаты расчета скоростей в трубопроводах представлены в таблице 7.1.

В соответствии с выполненными расчетами приняты следующие диаметры основных трубопроводов ДКС и ГПА:

1	Коллектор всаса ДКС-2	DN1400
2	Кольцевой коллектор всаса	DN1200
3	Всасывающий трубопровод ГПА	DN1000
4	Нагнетательный трубопровод ГПА	DN1000
6	Коллектор нагнетания	DN1200
7	Трубопровод пускового контура ГПА (после АПК-1)	DN700

Как видно из результатов расчетов, представленных в таблице 7.1, скорости газа в трубопроводных коммуникаций ДКС-2 не превышают рекомендованные значения.

Таблица 7.1 – Результаты расчета скоростей газа в трубопроводах ДКС

Наименование трубопровода	DN, мм	Q и W	Год эксплуатации															
			2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
			Расчетные значения параметров среды																
Коллектор всаса ДКС-2	1400	Q, млн.м^3/сут	68,5	67,7	58,0	51,9	46,0	41,5	37,3	33,3	30,4	27,1	24,3	22,2	19,7	17,9	16,3	14,5	13,0
		W, м/с	16,1	16,0	16,0	15,6	15,3	15,4	15,6	15,3	13,9	12,4	11,1	10,2	9,0	8,2	7,5	6,6	5,9
Кольцевой коллектор всаса ДКС-2	1200	Q, млн.м^3/сут	34,2	33,8	29,0	25,9	23,0	20,7	18,6	16,7	15,2	13,6	12,1	11,1	9,8	9,0	8,2	7,3	6,5
		W, м/с	11,0	10,9	10,9	10,6	10,4	10,5	10,6	10,4	9,5	8,4	7,6	6,9	6,1	5,6	5,1	4,5	4,0
Всасывающий трубопровод ГПА	1000	Q, млн.м^3/сут	34,2	33,8	29,0	25,9	23,0	20,7	18,6	16,7	15,2	13,6	12,1	11,1	9,8	9,0	16,3	14,5	13,0
		W, м/с	15,8	15,6	15,7	15,3	15,0	15,1	15,3	15,0	13,6	12,2	10,9	10,0	8,8	8,0	14,6	13,0	11,6
Нагнетательный трубопровод ГПА	1000	Q, млн.м^3/сут	34,2	33,8	29,0	25,9	23,0	20,7	18,6	16,7	15,2	13,6	12,1	11,1	9,8	9,0	16,3	14,5	13,0
		W, м/с	12,5	12,4	11,8	11,2	10,6	10,3	10,2	9,6	8,7	7,8	7,0	6,4	5,6	5,1	9,4	8,3	7,4
Коллектор нагнетания	1200	Q, млн.м^3/сут	68,5	67,7	58,0	51,9	46,0	41,5	37,3	33,3	30,4	27,1	24,3	22,2	19,7	17,9	16,3	14,5	13,0
		W, м/с	17,4	17,2	16,4	15,6	14,8	14,3	14,2	13,3	12,1	10,8	9,7	8,9	7,8	7,1	6,5	5,8	5,2
Трубопроводы к/от секций АВО	400	Q, млн.м^3/сут	3,4	3,4	2,9	2,6	2,3	2,1	1,9	1,7	1,5	1,4	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6
		W, м/с	7,8	7,7	7,4	7,0	6,7	6,4	6,4	6,0	5,4	4,9	4,4	4,0	3,5	3,2	2,9	2,6	2,3

DN – принятый диаметр трубопровода, мм;

Q – расход газа, млн.м^3/сут;

W – скорость газа, м/с;

8 ПЕРЕЧЕНЬ И ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Перечень и характеристики основного и вспомогательного технологического оборудования приведены в таблице 8.1. Материальное исполнение технологического оборудования определяется Поставщиками в соответствии с параметрами технологического процесса, свойствами обращающихся сред. Разработка конструкторской документации на технологическое оборудование осуществляется специализированными организациями в соответствии с Технической частью конкурсной документации (опросные листы и технические требования), а также действующей НТД.

Таблица 8.1 – Перечень и характеристика основного и вспомогательного технологического оборудования

Позиция оборудования	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Краткая техническая характеристика оборудования
Узел запорно-переключающей арматуры		1	
Обвязка ГПА			
ГПА №7 ГПА №8 ГПА №9 ГПА №10	Однокорпусный ГПА	4	N=18 МВт, Qmax=34,23 млн.м^3/сут
~~2~~БПМ-1	Блок подачи метанола	4	$Q_{БПМ}$=30÷300 кг/час, Ррасч=16,0 МПа
Е-1	Емкость дренажная	4	V=3 м^3, Рраб.=0,05 МПа
Е-2	Емкость дренажная	4	V=16 м^3, Рраб.=2,0 МПа
Установка очистки газа			
2ФС-1 2ФС-2 2ФС-3	Фильтр-сепаратор	3	Qmax=27,384 млн.м^3/сут, Ррасч=6,3 МПа
Установка охлаждения. Аппарат воздушного охлаждения			
2ВХ-1…2ВХ-20	секция АВО основного контура	20	Ррасч=6,3 МПа
2ВХ-21…2ВХ-24	секция АВО пускового контура	4	Ррасч=6,3 МПа

Позиция оборудования	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Краткая техническая характеристика оборудования
Установка подготовки газов			
2БПГ	Блок подготовки газов	1	Qобщ=31170 м³/час
2РИ-1 2РИ-2	Ресивер хранения импульсного газа	2	V=3 м³, Ррасч.=7,35 МПа
2Е-6	Емкость дренажная конденсата	1	V=1 м³, Ррасч.=7,35 МПа
2Е-10	Емкость слива теплоносителя	1	V=3 м³, Ррасч=0,05 МПа
2БЕ-1	Емкость аварийного слива	1	V=32 м³, Ррасч=4,0 МПа
2РА-1 2РА-2	Ресивер хранения азота	2	V=40 м³, Ррасч=4,0 МПа
2РВ-1 2РВ-2	Ресивер хранения воздуха	2	V=4 м³, Ррасч=1,0 МПа
2БПМ-2	Блок подачи метанола	1	$Q_{БПМ}$=250÷500 кг/час, Ррасч=16,0 МПа
2Е-7-1, 2Е-7-2	Емкость аварийного слива дизельного топлива	2	V= 3,2 м³, Ррасч= 0,05 МПа

9 ОПИСАНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРИБОРОВ УЧЕТА, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ И УСТРОЙСТВА СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ОТ ТАКИХ ПРИБОРОВ

Проектом предусматриваются технологические замеры расхода скомпримированного газа на нагнетании каждого ГПА (до АПК-1), топливного, импульсного и буферного газов в составе блока подготовки газов 2БПГ, а также в блоках подачи метанола 2БПМ-1 и 2БПМ-2. Замеры осуществляются с передачей показаний в АСУ ТП ДКС.

Проектом предусматриваются микропроцессорные счетчики электроэнергии для выполнения технического учета активной и реактивной электроэнергии для контроля её расхода на проектируемых объектах.

Микропроцессорные счетчики электроэнергии приняты с интерфейсными выходами, с помощью которых обеспечивается передача информации о расходе активной, реактивной электроэнергии и других параметрах электрической сети в автоматизированную систему управления энергоснабжением АСУ Э.

Размещение приборов учета электроэнергии предусмотрено:

- на вводах 0,4 кВ в КТП;
- на отходящих линиях шкафов НКУ-0,4 кВ КТП (приборы учета располагаются в отдельных шкафах учета электроэнергии КТП №13 и КТП №14);
- на вводах НКУ-0,4 кВ ГПА;
- на вводах 0,4 кВ АДЭС.

10 МОНТАЖНО-КОМПОНОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ

При размещении оборудования, зданий и сооружений на новой территории площадки ДКС (4-й этап), и вспомогательного оборудования использованы следующие принципы:

- осуществление поточности технологического производства и сокращения протяженности технологических коммуникаций;
- удобство монтажа, обслуживания и ремонта оборудования;
- применение оборудования, поставленного на промышленное производство;
- максимально возможное применение оборудования в блочно-модульном, блок-контейнерном исполнении с инженерным обеспечением, полной заводской готовности;
- учет технологических связей и максимальное использование существующей инженерной инфраструктуры УКПГ и ДКС;
- размещение технологических объектов в соответствии с требованиями действующей нормативной документации в части необходимых расстояний и противопожарных разрывов для опасных производственных объектов.

10.1 Характеристика внутриплощадочных технологических трубопроводов

К проектируемым сооружениям, установкам и оборудованию предусматривается надземная многоярусная прокладка внутриплощадочных технологических трубопроводов основного и вспомогательного назначения на несгораемых металлических конструкциях (ФНП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов, ФНП "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств", СП 4.13130-2013 и ГОСТ 32569-2013.). В соответствии с требованиями п. 6.10.4.1 СП 4.13130-2013 и п. 10.1.5 ГОСТ 32569-2013 все технологические трубопроводы на площадках ДКС (4-й этап) прокладываются надземно. Ширина эстакад выбрана с учетом нормативного расстояния между трубопроводами, расположенными на одном ярусе, в соответствии с рекомендациями, указанными в приложении Е к ГОСТ 32569-2013 и не противоречит требованию п.34 ФНиП №444 "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов". При определении размеров конструкций эстакад учитывается резерв, в размере 15÷20 %, как по габаритам, так и по нагрузкам на эти конструкции. Минимальная высота прокладки на низких одноярусных опорах – 0,5 м от уровня земли, на переходах через автодороги – 5,5 м от верха покрытия до конструкций. Для обслуживания технологического оборудования, где это необходимо, предусматриваются площадки для подъезда и установки передвижной грузоподъемной техники. В виду того, что оборудование новой территории ДКС (4-й этап) размещается возле существующей площадки УКПГ и ДКС, выполняются подключения к существующим

трубопроводам, то предполагается прокладка трубопроводов технологического назначения по существующим эстакадам с учетом требований ГОСТ 32569-2013.

В местах проходов людей в связи с производственной необходимостью, высота свободного прохода составляет не менее 2,2 м. В случае невозможности выполнения данного требования предусматриваются проходные металлические площадки обслуживания, с просечно-вытяжным настилом, для исключения скопления снега и мусора.

Применение многоярусных конструкций эстакад позволяет сократить их количество, уменьшить общую площадь технологической площадки, сконцентрировать трубопроводы в одной зоне.

При монтаже трубопроводов предусматривается возможность самокомпенсации температурных деформаций за счет использования поворотов трасс, пространственных П-, Z- и Г- образных компенсаторов, безопасность и надежность эксплуатации, возможность выполнения всех видов работ по контролю и испытанию трубопроводов, возможность полного опорожнения трубопроводов при их остановке.

Расстояния между подвижными опорами приняты из условий статической прочности, предельно допустимому прогибу, динамической устойчивости в соответствии с требованиями ГОСТ 32388-2013. Шаг опирания трубопроводов выбран минимальным, исходя из отсутствия прогиба труб, с учетом нагрузок от трубы, изоляции и природных воздействий.

Все трубопроводы, в особенности дренажные и факельные коллектора, запроектированы с уклоном в соответствии с п. 10.1.4 ГОСТ 32569-2013 и п.39 "Руководства по безопасности факельных систем", в пониженных участках устанавливаются арматура или устройство для отвода конденсата (опорожнения). Прокладка факельных трубопроводов выполнена с уклоном не менее 0,002 в сторону факельного сепаратора. Трубопроводы основного сброса, подвода газа к дежурной и запальной горелкам прокладываются с уклоном в сторону устройства горизонтального горелочного. Дренажные трубопроводы прокладываются с уклоном не менее 0,002 в сторону дренажных емкостей. Допускается прокладка дренажных трубопроводов без уклона при условии обеспечения отсутствия прогибов, препятствующих дренированию жидкости.

Пересечения с другими действующими коммуникациями и автодорогами осуществляется под углом близким к 90°. Пересечение с существующими подземными коммуникациями отсутствуют.

Надземные трубопроводы прокладываются на корпусных хомутовых опорах (КХ по типу ОСТ 36-146-88), на корпусных приварных опорах (КП по типу ОСТ 36-146-88) и на скользящих опорах - как для труб в изоляции, так и для труб без изоляции, на эстакадах совместно с другими трубопроводами основного и вспомогательного назначения. При необходимости в узких местах на наклонных участках допускается применения свободно-

подвижных опор. Для трубопроводов большого диаметра (DN500 и более) возможно применение регулируемых опор.

Сбросы, не относящиеся к горючим газам, парам и вредным веществам, а также периодические и аварийные сбросы легких газов, относящихся к горючим газам, парам и вредным веществам, рекомендуется направлять через сбросную трубу или продувочные свечи в атмосферу.

Для выполнения ремонтных работ и заполнения трубопроводов предусмотрены продувочные свечи с пробоотборниками и огнепреградителями. Свечи выполнены высотой не менее чем на 3 м над самой высокой точкой здания или самой высокой обслуживающей площадкой (в радиусе 15 м) согласно п.2.23 ВНТП 03/170/567-87. При этом минимальная высота свечей составляет не менее 6 м от уровня планировочной отметки.

Все свечи имеют отключающую арматуру с поворотной заглушкой. До отключающего устройства на продувочном трубопроводе предусматривают штуцер с краном (кран с поворотной заглушкой) для отбора пробы.

Описное устройство сбросных труб или продувочных свечей обеспечивают эффективное рассеивание сбрасываемых газов и паров, исключающее образование взрывоопасных концентраций в зоне размещения технологического оборудования, зданий и сооружений. Все продувочные свечи оснащены оголовками во избежание попадания в них осадков.

Трубопроводная обвязка одинакового технологического оборудования максимально унифицируется, что облегчает как изготовление трубных узлов, так и дальнейшую эксплуатацию. Трубопроводная арматура, по возможности, группируется и размещается в местах удобных для обслуживания и ремонта.

Управление запорной и регулирующей арматурой проводится, в основном, с уровня земли или с уровня пола площадок обслуживания. Ручной привод арматуры должен располагаться на высоте не более 1,8 м от уровня пола или площадки, с которой ведется управление. При использовании арматуры не реже одного раза в смену привод следует располагать на высоте не более 1,6 м. При большей высоте расположения арматуры необходимо предусматривать площадки и лестницы (п.65 ФНиП приказ №444).

Для обслуживания приборов, элементов оборудования, приводов арматуры, располагающихся на высоте более 1,6 м от уровня пола помещения, уровня покрытия площадки наружного оборудования или перекрытия этажерки, предусматриваются площадки обслуживания.

В соответствии с ФНиП приказом №536 стационарные площадки и лестницы предусматриваются для обеспечения доступа в зоны обслуживания (установки контрольно-измерительных приборов, запорной и регулирующей арматуры и иных устройств для управления работой оборудования) при необходимо постоянное либо неоднократное (один и более раз в течение смены) присутствие персонала для осмотра оборудования, контроля параметров и управления его работой (пуск, останов, изменение режимов работы

оборудования при нормальном протекании технологического процесса и аварийное отключение (остановка) в аварийных ситуациях. Для арматуры не требующей постоянного обслуживания или которая не участвует в технологическом процессе (например: воздушники, спускники) площадки обслуживания не предусматриваются их выполнения может быть реализовано по обращению Заказчика.

Сбросы от клапанов предохранительных в факельный коллектор выполнены сверху. Для опорожнения участков трубопроводов от ПК до факельного коллектора от скопившейся жидкости предусмотрены дренажи со сбросом в закрытую дренажную систему. Подключение (врезки) к факельному коллектору выполняются сверху.

Во всех технологических обвязках оборудования и надземных трубопроводах при запуске трубопроводов и проведении гидроиспытаний для вытеснения воздуха из системы при заполнении водой (жидкостями) предусмотрена в верхних точках трубопроводов арматура соответствующих диаметров для выпуска воздуха. В нижних точках трубопроводов для слива устанавливается арматура соответствующих диаметров, через которую производится удаление воды из трубопроводов.

Проектные решения по прокладке газопровода выполнены с учетом требований к сооружению газопроводов в особых природных и климатических условиях.

По эстакадам с технологическими трубопроводами со взрывопожароопасными средами прокладка кабельных трасс предусматривается в соответствии с действующими нормативными документами РФ. Кабельные трассы прокладываются параллельно на расстоянии, не менее предусмотренного в п.2.1.133 и п.7.3.123 ПУЭ. Также расстояние между трубопроводами и кабельными конструкциями при прокладке на одной эстакаде должно быть не менее 0,5 м в соответствии с п.6.5.59 СП 4.13130. Условия совмещенной прокладки кабелей с трубопроводами с горючими газами, с горючими и легковоспламеняющимися жидкостями должны отвечать требованиям нормативных документов по пожарной безопасности.

На всех трубопроводах, предназначенных для транспортирования ГГ, ЛВЖ, ГЖ, предусмотрены арматурные узлы (посты) для периодической продувки азотом с подключением гибких шлангов (металлорукав армированный) к коллектору азота.

Все соединения трубопроводов выполняются, как правило, на сварке. Фланцевые соединения применяются только для подключения к трубопроводной арматуре и штуцерам технологического оборудования.

Фланцы применены типа "приварные встык" (тип 11 ГОСТ 33259-2015). Типы уплотнительных поверхностей фланцев приняты в соответствии с рекомендациями приложения Р ГОСТ 32569-2013. Материальное исполнение фланцев соответствует материальному исполнению трубопроводов, на которых они установлены и требованиям ГОСТ 33259-2015.

В качестве крепежных элементов для фланцевых соединений применены шпильки и гайки. Материал крепежных элементов для фланцевых соединений выбран в соответствии с рекомендациями табл.12 ГОСТ 33259-2015 и требованиями раздела 7.6 ГОСТ 32569-2013. Высота выступающих над гайкой концов шпилек фланцевых соединений должна быть не менее 1 и не более 3 шагов резьбы.

Мероприятия по контролю качества поступающих изделий, материалов должны выполняться в соответствии с ГОСТ 32569-2013.

На открытых площадках с технологическим оборудованием в которых содержится или обращается (технологический процесс) сжиженные углеводородные газы, легковоспламеняющиеся и горючие жидкости ограждены по периметру сплошным бортом высотой не менее 0,15 м. Данное ограждение выполняется на расстоянии не менее 1 метра от аппарата или оборудования (6.10.5.20 СП 4.13130). В дренажных и аварийных емкостях жидкости не хранятся и не обращаются. После сброса (аварийного или дренажа) емкости опорожняются.

Принятые технические решения обеспечивают экологическую безопасность при эксплуатации установок.

В проектной документации для осуществления технологической работы новых установок ДКС (4-й этап) предусматриваются подключения трубопроводов к существующим трубопроводам УКПГ и ДКС. Возможность выполнения подключений (врезок) в существующие трубопроводы и их техническое состояние подтверждено техническим отчетом по диагностическому обследованию участков действующих трубопроводов (Заключение по обследованию. Обследование технического состояния технологических трубопроводов в точках подключения.

10.2 Трубы и соединительные детали трубопроводов

Для выполнения технологических эстакад (прокладка трубопроводов), обвязки оборудования, расположенных на площадке УКПГ проектом предусмотрено применение труб и соединительных деталей российских трубопрокатных заводов по ТУ и ГОСТам.

Выбор труб и расчет толщин стенок трубопроводов и соединительных деталей осуществлен с учетом требуемой пропускной способности трубопроводов и условий работы (транспортируемая среда, максимальное расчетное давление, температура рабочей и окружающей среды, характер и величина максимальных рабочих напряжений и др.) в соответствии с требованиями ГОСТ 32388-2013.

Внутриплощадочные технологические трубопроводы ДКС (4-й этап) (конденсат, газ на факел, газ выветривания, метанол, азот, дизельное топливо, воздух КИП) проектируются в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 и с учетом требований СП 75.13330.2011 (СНиП 3.05.05-84), СП 36.13330.2012, ФНиП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444".

Расчетные параметры транспортируемых сред, химический состав сред и минимальная температура окружающей среды (не ниже минус 60 °С) позволяет применить трубы и детали трубопроводов Российских заводов изготовителей из хладостойких сталей.

Исходя из расчетных параметров технологических сред, применяются трубы, отвечающие требованиям эксплуатации в северной строительно-климатической зоне. Для технологических трубопроводов основного назначения материал труб принимается в соответствии с требованиями раздела 17 СП 36.13330.2012 и рассчитан на экстремальные температуры до минус 60 °С при транспортировке, хранении и эксплуатации. За минимальную температуру стенки трубопровода принята абсолютная минимальная температура окружающего воздуха данного района – минус 60 °С.

Трубы и фасонные детали трубопроводов должны быть изготовлены из сталей, обладающих технологической свариваемостью, относительным удлинением металла при разрыве на пятикратных образцах не менее 16 % и ударной вязкостью не ниже KCU = 30 Дж/см^2, KCV = 20 Дж/см^2 при минимальной расчетной температуре стенки элемента трубопровода.

Для строительства трубопроводов применяются трубы стальные бесшовные и трубы стальные электросварные прямошовные с обязательным требованием к ударной вязкости для обеспечения стойкости металла труб с толщиной стенки свыше 6 мм.

Проектной документацией предусматривается применение труб до DN400, включительно, из стали 09Г2С класса прочности К48 и трубы DN500 и более класса прочности К60 по техническим условиям.

Для трубопроводной обвязки использована следующая номенклатура труб и соединительных деталей (отводы, переходы, тройники, заглушки):

- трубы диаметром до DN 50 приняты бесшовные из стали 09Г2С по ГОСТ 32678-2014, ГОСТ 8734-75. Поставка труб по ГОСТ 8734-75 и ГОСТ 32678-2014 с обязательным требованием по неразрушающему контролю в объеме 100% и гидроиспытаниям, сталь 10Г2, 09Г2С;
- трубы диаметром DN 50 ÷ 400 приняты бесшовные из стали 09Г2С по типу ТУ 14-3Р-1128-2007, ТУ 24.20.13.130-007-16427522-2018, и из стали 13ХФА (К52) по типу ТУ 14-3Р-124-2012;
- трубы диаметром 530 мм и более приняты электросварные прямошовные из стали класса прочности К60 по типу ТУ 1381-111-05757848-2013, ТУ 24.20.13.130-007-16427522-2018, ТУ 1381-012-05757848-2005 или аналогичные;
- трубы диаметром 530 мм и более с расчетным давление PN>10МПа приняты электросварные прямошовные из стали класса прочности К60 по типу ТУ-24.20.21-003-01395041-2016, ТУ 24.20.13.130-007-16427522-2018 или аналогичные;
- трубы для факельного коллектора DN 500 и более – из стали класса прочности К52 по типу ТУ 1469-006-00153229-2009, ТУ 1469-014-13799654-2008 или аналогичные;

- соединительные детали для диаметров до DN 50 – по ГОСТ 22820 ÷ ГОСТ 22826-83 и ТУ 3647-001-37941826-2012 из стали 09Г2С;
- соединительные детали (отводы, переходы, тройники, заглушки) DN25…DN400 ГОСТ 17375-2001…ГОСТ 17379-2001 из стали 09Г2С с индексом "П" (подконтрольные органам надзора);
- соединительные детали (отводы, переходы, тройники, заглушки) DN25…DN400 из стали 13ХФА (К52) по ТУ 1469-012-78786272-2015, ТУ 24.20.40.000-00Х- или аналогичные исполнение ХЛ;
- соединительные детали DN500 и выше по Газ ТУ 102-488-05, ТУ 1469-006-00153229-2009, ТУ 24.20.40.000-00Х- или аналогичные, исполнение ХЛ.

Соединительные детали трубопроводов (отводы, переходы, тройники) выполняются из сталей, аналогичных материалу труб, применяемых в проектной документации. Класс прочности деталей должен быть не ниже класса прочности присоединяемых труб.

Бесшовные трубы и детали трубопроводов должны быть изготовлены из катаной или кованой заготовки. Материал труб и фасонных деталей должен иметь ударную вязкость не менее KCU = 30 Дж/см^2 при температуре минус 60 °С.

Основным методом контроля за надежной и безопасной эксплуатацией трубопроводов является их периодическая ревизия. Сроки проведения ревизии газопроводов устанавливаются эксплуатирующей организацией в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов, опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра предыдущей ревизии. Сроки проведения должны обеспечивать безопасную и безаварийной эксплуатации трубопроводов в период между ревизиями, но не реже чем указано в приложении "К" к ГОСТ 32569-2013, в соответствии с транспортируемой средой и категорией трубопроводов.

Ревизия трубопроводов и арматуры должна проводиться в соответствии с требованиями нормативных документов РФ и инструкциями по организации и безопасному производству ремонтных работ.

Установленный срок службы безопасной эксплуатации трубопроводов принят в соответствии требованиями ГОСТ 32388-2013. Назначенный срок службы принят не более 20 лет (приложение Д п.Д.3 ГОСТ 32388-2013). По истечению указанного срока службы трубопроводов и его элементов проводится продление срока эксплуатации в установленном порядке с проведением экспертизы. Эксплуатация трубопроводов, отработавших назначенный или расчетный срок службы, допускается при получении разрешения в установленном порядке.

При назначении расчетного давления для определения толщины стенок трубопроводов принято во внимание, что технологические линии ДКС подключаются к существующим трубопроводам УКПГ, которые в свою очередь были рассчитаны исходя из настройки предохранительных клапанов. В соответствие с этим расчетное давление для основных технологических линий составит 11,8 МПа.

Исходя из выше сказанного, расчет толщины стенок труб выполнен на основании требований ГОСТ 32388-2013 "Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия".

При расчете принималось во внимание, что максимальное давление в трубопроводе при его эксплуатации и испытаниях не должно превышать заводского испытательного давления. Толщины стенок и типоразмеры труб и деталей трубопроводов максимально унифицируются в пределах проектируемой площадки.

Расчёт толщины стенок технологических трубопроводов выполняется по программе СТАРТ Версия 4.86 R3 НТП "Трубопровод" по указанному выше документу.

Толщины стенок и типоразмеры труб и деталей трубопроводов максимально унифицируются в пределах проектируемой площадки.

Для трубопроводов импульсного и топливного газа толщину стенки приняли равной не ниже 6 мм для труб с наружным диаметром 159 мм и выше, 5 мм для труб с наружным диаметром 57 мм.

Минусовый допуск принимается из соответствующих технических условий на изготовление труб и деталей трубопроводов. Прибавка на компенсацию коррозионного износа к расчетной толщине стенки выбирается, исходя из условия обеспечения необходимого расчетного срока службы трубопровода (20 лет) и скорости коррозии.

Данные по показателям скорости коррозии приняты на основании письма Заказчика №ЕН-2717/01-11 от 10.04.2025г. (письмо приложено к тому 6.1.2).

Принимая во внимание принятую скорость коррозии - 0,1 мм/год и принятый срок службы эксплуатации технологических трубопроводов не менее 20 лет, общая коррозия для трубопроводов составит не менее 2,0 мм. Для линий подготовленного (осушенного) газа, метанола, азота, воздуха общая скорость коррозии принята также не менее 1,0 мм или 0,05 мм/год. Исходя из этого, в таблице 10.1 приведен результат расчета срока службы трубопроводов с учетом отбраковочной толщины и принятой скорости коррозии Vc = 0,1 мм/год и Vc = 0,05 мм/год. Отбраковочная толщина стенки трубопровода и расчетный срок определяется согласно ГОСТ 32388-2013.

Расчет толщины стенки труб выполнен по формуле (7.1) ГОСТ 32388-2013:

$$S_R = \frac{|p| \times D_a}{2\varphi_y \times [\sigma] + |p|} \ . \qquad (10.1)$$

Значение номинального допустимого напряжения $[\sigma]$ определяется по формуле (5.1) ГОСТ 32388-2013:

$$[\sigma] = \min\left(\frac{\sigma_{B/t}}{2,4};\ \frac{\sigma_{p/t} \text{ или } \sigma_{0,2/t}}{1,5}\right), \qquad (10.2)$$

где: $|p|$– расчетное внутреннее избыточное давление, МПа;

D_a – наружный диаметр трубы, мм;

$\sigma_{B/t}$ – минимальное значение временного сопротивления (предела прочности) при растяжении при расчетной температуре t °С, МПа;

$\sigma_{p/t}$ – минимальное значение предела текучести при расчетной температуре t °С, МПа;

$\sigma_{0,2/t}$ – минимальное значение условного предела текучести (напряжение, при котором остаточное удлинение составляет 0,2%) при расчетной температуре t °С, МПа;

φ_y – коэффициент прочности продольного сварного шва при растяжении, см. таблица 5.1 ГОСТ 32388-2013.

Номинальную толщину стенки элемента трубопровода S следует определить с учетом прибавки на коррозию С2 (до 3 мм) и минусового допуска на изготовление С1, принимаемого в соответствии с техническими условиями на изготовление труб, по формуле (5.7 ГОСТ 32388-2013):

- если С1 задан в %:

$$S = \frac{S_R + C2}{100 - C1} \times 100; \quad (10.3)$$

- если С1 задан в мм:

$$S = S_R + C1 + C2\,. \quad (10.4)$$

Расчетный срок службы трубопроводов определяем по формуле:

$$T_r = \frac{S_{\text{принятая}} - S_{min} - \text{C1}}{V_\text{c}} \quad (10.5)$$

где:

$S_{принятая}$ – принятая толщина стенки, мм

S_{min} – отбраковочная толщина стенки, мм

c_1 – прибавка на утонение или минусовой допуск, мм

Vc – скорость коррозии, мм/год.

На основании результатов расчета в качестве принятой толщины стенки трубы взято ближайшее большее значение толщины стенки по техническим условиям на трубы (с учетом величины заводского испытательного давления) и составлен сортамент труб. Исходные данные и результаты расчета толщины стенки труб представлены в таблице 10.1.

Для трубопроводов подвода буферного газа от блока подготовки газов к ГПА предусматривается применение труб DN50 ÷ DN100 по ГОСТ 9940-81 из стали 12Х18Н10Т и соединительных деталей по ГОСТ 17375-2001÷ГОСТ 17379-2001 из стали 12Х18Н10Т с индексом "П" (подконтрольные органам надзора), согласно заданию на проектирование.

В результате расчетов, для трубопроводов буферного газа толщины стенок, с учетом сортамента ГОСТ 9940-81 и технологических параметров принимается следующие:

- 57х4 - 12Х18Н10Т - ГОСТ 9940-81;
- 89х5 - 12Х18Н10Т - ГОСТ 9940-81;
- 108х5 - 12Х18Н10Т - ГОСТ 9940-81.

Для контроля толщины стенок трубопроводов и соединительных деталей проектом предусмотрено изготовление в изоляции трубопроводов, в удобных для обслуживания местах, съемных лючков размером 150×150 мм на всю толщину изоляции в следующих местах: на всех отводах, тройниках расходящихся потоков газа и на тройниках, выполняющих функцию отвода, напротив ответвления.

Таблица 10.1 – Исходные данные и результаты расчета толщины стенки труб (ГОСТ 32388-2013)

Поток	Диаметр трубы, мм	Расчетное давление, МПа	Временное сопротивление, σв, МПа	Предел текучести σт, МПа	Допускаемое напряжение, МПа	Технологическая прибавка к толщине стенки, с1, мм	Прибавка к толщине стенки на коррозию и эрозию, с2, мм	Отбраковочная толщина стенки трубы, мм	Заводское испытательное давление, МПа	Толщина стенки трубы, мм		Срок службы
										Расчетная (с учетом прибавок)	Принятая	
Гс-1400	1420	11,8	590 (К60)	480	245,8	1	2	34,3	24,4	36,3	37	17
Гс-1400	1420	6,3	590 (К60)	480	245,8	1	2	19	13,9	21	22	20
Гс-1200	1220	11,8	590 (К60)	480	245,8	1	2	29,6	24,4	29,6	32	14
Гс-1200	1220	6,3	590 (К60)	480	245,8	1	2	16,4	14,7	18,4	20	26
Гс-1000	1020	11,8	590	480	245,8	1	2	24,9	25,5	26,9	28	21
Гс-1000	1020	6,3	590 (К60)	480	245,8	1	2	13,9	13,8	15,9	16	22
Гс-700	720	11,8	590	480	245,8	1	2	17,9	26,8	19,9	21	21
Гс-700	720	6,3	590 (К60)	480	245,8	1	2	10,1	15,7	12,1	13	19
Гс-500	530	11,8	590	480	245,8	0,8	2	13,2	27,7	15,2	16	20
Гт-400 Гс-400	426	7,35 6,3	470 (К48)	265	176,7	1,75 (12,5%)	2	10,4	12,6	12,4	14	18
Гс-350	377	11,8	470 (К48)	265	176,7	2,38 (12,5%)	2	14,6	19,6	16,6	19	21

Поток	Диаметр трубы, мм	Расчетное давление, МПа	Временное сопротивление, σв, МПа	Предел текучести σт, МПа	Допускаемое напряжение, МПа	Технологическая прибавка к толщине стенки, с1, мм	Прибавка к толщине стенки на коррозию и эрозию, с2, мм	Отбраковочная толщина стенки трубы, мм	Заводское испытательное давление, МПа	Толщина стенки трубы, мм		Срок службы
										Расчетная (с учетом прибавок)	Принятая	
Гс-300	325	11,8	470 (К48)	265	176,7	2,13 (12,5%)	2	12,6	20,3	14,6	17	22
Фвд-300	325	2,0	470 (К48)	265	176,7	1,2 (15%)	2	3,5	9,1	5,5	8	33
Гс-250	273	11,8	470 (К48)	265	176,7	1,88 (12,5%)	2	10,7	22,8	12,7	15	24
Ф-250	273	2,0	470 (К48)	265	176,7	1,05 (15%)	2	3,0*	9,4	4,6	7	30
КгВ-200 Гс-200 Ас-200	219	11,8	470 (К48)	265	176,7	2,1 (15%)	2	9,2	24,4	11,2	14	27
Го-200 Гт-200 Ас-200	219	7,35 6,3	470 (К48)	265	176,7	1,5 (15%)	2	6,4	17,1	8,4	10	20,5
Го-200 Д-200	219	4,0 3.0	470 (К48)	265	176,7	1,05 (15%)	2	3,7	11,8	5,7	7	22
Ас-200 Фвд-200	219	2,5 2,0	470 (К48)	265	176,7	0,9 (15%)	2	2,5*	10,1	4,4	6	26
Гс-150 Ас-150 Кгв-150	159	11,8	470 (К48)	265	176,7	1,65 (15%)	2	6,8	26,5	8,8	11	25,5

Поток	Диаметр трубы, мм	Расчетное давление, МПа	Временное сопротивление, σв, МПа	Предел текучести σт, МПа	Допускаемое напряжение, МПа	Технологическая прибавка к толщине стенки, с1, мм	Прибавка к толщине стенки на коррозию и эрозию, с2, мм	Отбраковочная толщина стенки трубы, мм	Заводское испытательное давление, МПа	Толщина стенки трубы, мм		Срок службы
										Расчетная (с учетом прибавок)	Принятая	
Го-150	159	7,35 6,3	470 (К48)	265	176,7	1,2 (15%)	2	4,6	18,9	6,6	8	22
Ас-150 Фвд-150	159	4,4 4,0 2,5 2,0	470 (К48)	265	176,7	0,9 (15%)	2	2,9	14,1	4,9	6	22
Гс-100 Ас-100	108	11,8	470 (К48)	265	176,7	1,2 (15%)	2	4,7	28,5	6,7	8	21
Ф-100 Д-100 Ас-100 Гб-100	108	7,35 6,3	470 (К48)	265	176,7	1,05 (15%)	2	3,4	24,7	5,4	7	25,5
Кгв-100 Д-100 Ас-100 Ф-100 Мо-100 Дт-100 А-100 Вк-100	108	4,4 4,0 2,5 1,0	470 (К48)	265	176,7	0,75 (15%)	2	2,1	17,4	4,1	5	21,5
Гс-80 Д-80 С-80	89	11,8	470 (К48)	265	176,7	1,05 (15%)	2	3,9	30,4	5,9	7	20

Поток	Диаметр трубы, мм	Расчетное давление, МПа	Временное сопротивление, σв, МПа	Предел текучести σт, МПа	Допускаемое напряжение, МПа	Технологическая прибавка к толщине стенки, с1, мм	Прибавка к толщине стенки на коррозию и эрозию, с2, мм	Отбраковочная толщина стенки трубы, мм	Заводское испытательное давление, МПа	Толщина стенки трубы, мм		Срок службы
										Расчетная (с учетом прибавок)	Принятая	
Гв-80 Гб-80	89	7,35 6,3	470 (К48)	265	176,7	0,9 (15%)	2	2,8	25,8	4,8	6	23
Кг-80 Фвд-80 Д-80 А-80 Вк-80	89	3,0 4,0	470 (К48)	265	176,7	0,75 (15%)	2	2,0*	21,3	3,8	5	22,5
Фвд-80 Д-80 Дт-80 Дп-80 Мч-80	89	2,0 1,0	470 (К48)	265	176,7	0,75 (15%)	2	2,0*	21,9	3,1	5	22,5
М-50	57	25	470 (К48)	265	176,7	1,05 (15%)	1	4,8	49,4	5,8	7	22 0,05 мм-год)
Мп-50	57	16,0	470 (К48)	265	176,7	0,9 (15%)	1	3,4	41,7	4,4	6	34 (0,05 мм-год)

Поток	Диаметр трубы, мм	Расчетное давление, МПа	Временное сопротивление, σв, МПа	Предел текучести σт, МПа	Допускаемое напряжение, МПа	Технологическая прибавка к толщине стенки, с1, мм	Прибавка к толщине стенки на коррозию и эрозию, с2, мм	Отбраковочная толщина стенки трубы, мм	Заводское испытательное давление, МПа	Толщина стенки трубы, мм		Срок службы
										Расчетная (с учетом прибавок)	Принятая	
Гс-50 Ф-50 КгВ-50 Гб-50 С-50 Д-50	57	11,8	470 (К48)	265	176,7	0,9 (15%)	2	2,7	41,7	4,7	6	23,5
Ас-50 С-50 Д-50 Ф-50 Гб-50 Тх-50 Тг-50	57	7,35 6,3 4,0 2,0	470 (К48)	265	176,7	0,75 (15%)	2	2,1	34,2	4,1	5	21,5
Го-50 Ги-50 Гб-50 А-50 Гпр-50	57	7,35 4,0	470 (К48)	265	176,7	0,6 (15%)	1	1,9	26,9	2,9	5	30 (0,05 мм-год)
А-50 Вк-50 Гсн-50 Гп-50 Дт-50	57	1,0	470 (К48)	265	176,7	0,6 (15%)	1	1,5*	26,9	1,8	4	38 (0,05 мм-год)

Поток	Диаметр трубы, мм	Расчетное давление, МПа	Временное сопротивление, σв, МПа	Предел текучести σт, МПа	Допускаемое напряжение, МПа	Технологическая прибавка к толщине стенки, с1, мм	Прибавка к толщине стенки на коррозию и эрозию, с2, мм	Отбраковочная толщина стенки трубы, мм	Заводское испытательное давление, МПа	Толщина стенки трубы, мм		Срок службы
										Расчетная (с учетом прибавок)	Принятая	
Пр-50 Мч-50 Мо-50												
Мп-25 Д-25 Ас-25 С-25 А-25 Кгв-25 Пар-25	32	16 11,8 7,7 6,3 4,4	470 (К48)	265	176,7	0,6 (15%)	2	2.1	50,4	4.1	4,5	23

Обозначение:

- Гс – газ сырой; Го – газ осушенный; М – метанол; Ги – газ импульсный; Вк – воздух КИП; А – азот; Гсн – газ собственных нужд;
- Ф – сброс на факел; Ас – аварийный слив; КгВ – тяжелый конденсат; Д – дренаж; С – свеча; КМн – легкий конденсат;
- Кг – конденсат газовый; Гпр – газ передавливания; КД – ДЭК; Дт – дизельное топливо; Кгс – конденсат.
- Для всех линий с расчетным давлением ниже 1,0 МПа, для расчетов принято давление 1,0 МПа.
- Значения, указанные с " * " приняты в соответствии с п.14.3.20.1 табл. 14.1 ГОСТ 32569-2013
- Для унификации трубной продукции для разных расчетных давлений, типоразмер принят по большему давлению.

Поставка труб заводом-изготовителем производится с обязательным выполнением следующих требований:

- трубы отечественного производства должны поставляться с гарантией по химическому составу и механическим свойствам;
- исходной заготовкой для изготовления стальных электросварных труб из обечаек должна быть листовая или рулонная сталь в горячекатаном, нормализованном или термически упрочненном состоянии, а также в состоянии после контролируемой прокатки;
- бесшовные трубы должны изготавливаться из катаной или кованой заготовки;
- для труб с толщиной стенки от 6 мм и более должна контролироваться ударная вязкость при температуре, равной температуре стенки трубопровода при эксплуатации;
- наличие сертификата/декларации соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" (ТР ТС 032/2013).

Применяемые трубы и детали трубопроводов должны иметь сертификаты соответствия требованиям нормативных документов РФ, паспорта и разрешения на применение их на опасных производственных объектах.

Изготовители и сортамент трубной продукции уточняются на стадии выполнения рабочей документации.

10.3 Трубопроводная арматура

Проектом для проектируемой площадки ДКС (4-й этап) предусматривается применение стальной фланцевой и приварной трубопроводной арматуры с ручным и дистанционным управлением. Дистанционно управляемая арматура предусматривается с пневматическим и электроприводом. Регуляторы выполняются с пневматическим или электрическим приводом. Агент управления пневмоприводной арматурой – газ импульсный и воздух. Остальная управляемая арматура с электроприводом. В качестве привода для задвижек применяются электроприводы во взрывозащищённом исполнении с ручным дублером.

Согласно решения Заказчика - для удобства дальнейшего технического обслуживания, в проекте принято применения арматуры как приварной, так и с фланцевыми соединениями.

Материальное исполнение арматуры выбирается в зависимости от условий эксплуатации (климатологии), параметров и физико-химических свойств транспортируемой среды.

Выбор арматуры выполняется с учетом рабочего давления, максимальных и минимальных температур в процессе эксплуатации, на основании номенклатурных

каталогов трубопроводной арматуры российских производителей, соответствующей требованиями ГОСТ 12.2.063-2015 (общие требования), ГОСТ Р 53672-2009 (общие требования безопасности) и СТО Газпром 2-4.1-212-2008, а также другие требования к арматуре: ГОСТ 34293-2017 (краны шаровые), ГОСТ 34029-2016 (обратная арматура), ГОСТ 5761-2005, ГОСТ 12893-2005 (Клапана), ГОСТ 5762-2002 (Задвижки), ГОСТ 13547-2015 (Затворы дисковые).

Требования к запорной арматуре предъявляются в соответствии с ГОСТ Р 56001-2014 "Трубопроводная арматура для объектов газовой промышленности. Общие технические условия" и п.8 ГОСТ 32569-2013, а также "ФНиП «Правил безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444" и требований Технического регламента «ТР ТС 032/2013. Технический регламент Таможенного союза. О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением». Для выбора и поставки арматуры с приводом составлены соответствующие опросные листы.

Клапаны должны соответствовать требованиям общих технических условий ГОСТ 5761-2005 и ГОСТ 12893-2005.

Клапаны запорные, краны шаровые и прочая запорная арматура должны обеспечивать герметичность затвора по классу "А" ГОСТ 9544-2015. Запорно-регулирующая арматура должна иметь герметичность затвора IV по ГОСТ 9544-2015.

Выбор типа и номинального диаметра регулирующего клапана проводится в соответствии с требованиями к его максимальной расчетной пропускной способности (Kv) (для импортной арматуры – Cv) и необходимостью обеспечения заданных условий регулирования. Максимальная расчетная пропускная способность обеспечивается при степени открытия клапана не более чем на 80 %.

Выбор типа и номинального диаметра регулирующего клапана проводится в соответствии с требованиями к его максимальной расчетной пропускной способности (Kv) и необходимостью обеспечения заданных условий регулирования.

Арматура, устанавливаемая на трубопроводах открытых площадок, независимо от температуры транспортируемой среды, принята в северном (хладостойком) исполнении – ХЛ1, согласно ГОСТ 15150-69*. Запорная арматура, расположенная на трубопроводах взрывопожароопасных веществ (А (б), Б (а), Б (б)), должна иметь герметичность затвора класса А по ГОСТ 9544-2015. Запорно-регулирующая арматура должна иметь герметичность затвора IV по ГОСТ 23866-87.

Фланцевые соединения арматуры должны быть предусмотрены по ГОСТ 33259-2015 в комплекте с прокладками и крепежом и поворотными заглушками (при необходимости). Фланцы арматуры должны быть выполнены по типу 11. Размеры фланцев и их уплотнительных поверхностей принимаются по ГОСТ 33259-2015. Для арматуры, монтируемой на фланцах с давление до 6,3 МПа, применить тип фланцев исполнение Е

(выступ) – F (впадина) или C, L (шип) – D, M (паз), с давление более 6,3 МПа, применить тип фланцев исполнения J или K по ГОСТ 33259-2015. Типы уплотнительных поверхностей фланцевых соединений приняты согласно Приложению Р ГОСТ 32569-2013 и ГОСТ 33259-2015.

В случае использования фланцевых соединений (исполнение 01 ГОСТ 33259-2015) с соединительным выступом на трубопроводах категорий А и Б (со взрывопожароопасными и токсичными средами) с расчетным давлением до 1,0 МПа применены спирально-навитые прокладки с ограничительными кольцами. Применение плоской уплотнительной поверхности фланцевых соединений на указанных трубопроводах с расчетным давлением свыше 2,5 МПа не допускается.

По типу запорного органа шаровые краны DN 40 и менее приняты полнопроходными, краны диаметром DN 50 и выше выполняются неполнопроходными, или полнопроходными, если это требуется условиями осуществления технологического процесса. Краны обеспечивают герметичность затвора в любом направлении потока газа. Для приварной арматуры корпус предусматривается с верхним разъемом, для фланцевой разборные или цельносварные, в т.ч. для кранов с диаметром менее DN 40 и менее.

Учитывая высокий диапазон применения по температуре и давлению, высокие требования к механическим свойствам, больший срок службы, запорная трубопроводная арматура имеет уплотнение в затворе "металл по металлу". Арматура с уплотнением в затворе "металл-полимер" применяется для вспомогательных систем, не содержащих горючие, взрывоопасные и легковоспламеняющиеся жидкости, продукты с механическими примесями, с температурой среды не выше 200°С (азот, вода и т.д.).

Для фланцевых соединений в качестве крепежных элементов применены шпильки и гайки. Материал крепежные элементов для фланцевых соединений выбран в соответствии с рекомендациями табл.12 ГОСТ 33259-2015 и требованиями раздела 7.6 ГОСТ 32569-2013.

Вся фланцевая арматура должна поставляться в комплекте с ответными фланцами из низколегированной стали, крепежом и прокладками.

Материальное исполнение элементов арматуры должно удовлетворять требованиям по ударной вязкости KCU при температуре минус 60 °С не ниже 30 Дж/см², KCV при температуре минус 60 °С не ниже 20 Дж/см² (п.8.15 ГОСТ 32569-2013).

Выбор арматуры выполняется с учетом рабочего давления, максимальных и минимальных температур в процессе эксплуатации, на основании номенклатурных каталогов трубопроводной арматуры российских производителей, и должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 56001-2014.

Трубопроводная арматура размещается в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта. Ручной привод арматуры располагается на высоте не более 1,6 м от уровня пола площадки, с которой производят управление.

Обслуживание запорно-регулирующей арматуры DN 400 и более предусмотрено с площадок обслуживания, позволяющих обслуживать крановые узлы с обеих сторон. Площадка обслуживания выполняется из металла, с просечно-вытяжным настилом для исключения скопления снега. Для кранов DN 300 и более, имеющих опорные конструкции на корпусе, предусматривается опирание на фундаменты или строительные конструкции.

Арматура поставляется с защитным покрытием от атмосферных воздействий.

Контактирующие с атмосферой части арматуры защищают от коррозионного воздействия внешней среды климатически стойким покрытием. Материалы и технология нанесения защитного покрытия арматуры должны обеспечивать защиту в течение всего срока эксплуатации арматуры.

Все виды покрытий наносит на арматуру в заводских условиях предприятие изготовитель.

Вся ЗРА обеспечивает работоспособность при максимально возможных расчетных температурах эксплуатации.

Характеристики транспортируемых сред позволяют, в основном, осуществить поставку запорной арматуры Российскими заводами-изготовителями.

Поставляемая арматура должна иметь:

- сертификат соответствия требованиям промышленной и пожарной безопасности;
- разрешение на применение;
- сертификат/декларацию соответствия техническому регламенту таможенного союза ТР ТС 010/2011 от 18.2011 № 823 "О безопасности машин и оборудования";
- сертификат/декларацию соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" (ТР ТС 032/2013);
- необходимую техническую документацию: заводской паспорт, инструкции завода изготовителя по ремонту, техническому обслуживанию, эксплуатации и монтажу, технологические и монтажные схемы. Импортное оборудование и инструмент должны иметь техническую документацию производителя, в том числе и на русском языке;
- арматура должна быть вновь изготовленной и ремонтно-пригодной, в том числе и на месте эксплуатации. Применяемая арматура должна соответствовать условиям эксплуатации;
- в комплекте оборудования, механизмов должны быть предусмотрены специальные приспособления или устройства для замены быстроизнашивающихся и сменных деталей и узлов, обеспечивающие удобство и безопасность работы;
- в комплекте поставки дополнительный ЗИП должен быть предусмотрен по согласованию с Заказчиком;

- сертификат/декларацию соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" (ТР ТС 012/2011) для арматуры с электроприводами;
- запорная арматура должна быть полнопроходной.

Запорные устройства на подключениях сбросных трубопроводов к существующим факельным трубопроводам монтируются в горизонтальном положении и опломбировываются в открытом состоянии.

Расчетный срок эксплуатации арматуры указан в паспортах и определяется количеством срабатываний, но не менее 30 лет. Полный срок службы до списания должен составлять – не менее 40 лет, назначенный срок службы должен составлять - не менее 30 лет.

10.4 Тепловая и антикоррозионная изоляция трубопроводов и емкостного оборудования

Тепловая изоляция трубопроводов и технологического оборудования предусмотрена в соответствии с требованиями СП 61.13330.2012. Материал теплоизоляции должен соответствовать требованиям Таблицы Б.1 приложения Б СП 61.13330. Для теплоизоляции принять только не горючие материалы.

Оборудование, арматура и трубопроводы с температурой наружных поверхностей более 60 °С, а в рабочих проходах – с температурой выше 45 °С – теплоизолируются.

Трубопроводы, транспортирующие замерзающие продукты, и емкостное оборудование, предназначенное для приема замерзающих жидкостей расположенное на открытой площадке теплоизолируются. Для поддержания положительной температуры транспортируемой среды на данных трубопроводах применяется электрообогрев.

В качестве теплоизоляционных материалов для трубопроводов с положительными температурами использованы маты из минеральной ваты прошивные по ГОСТ 21880-2011, а для оборудования плиты из минеральной ваты по ГОСТ 9573-2012.

Надземные трубопроводы газовой обвязки нагнетателей (всасывающий, нагнетательный и пусковой трубопроводы) теплоизолируются с целью защиты обслуживающего персонала, как от высокой температуры (температура стенки выше 45 ºС), так и от шума, возникающего от движущегося газа в трубах.

Трубопроводы компрессорного цеха и входа в установки охлаждения газа теплоизолируются матами базальтовыми теплозвукоизоляционными прошивными типа МБП-25, негорючие по ТУ 5769-001-13062592-2000 (обкладка стеклотканью с 2-х сторон).

От влияния атмосферных воздействий на теплоизоляцию выполняется защитный слой из стали тонколистовой оцинкованной по ГОСТ 14918-80. Для трубопроводов DN 15÷350 толщина листа 0,5 мм, для трубопроводов DN 400÷1000 – толщина листа 0,8 мм, для оборудования – толщина листа 1,0 мм.

В теплоизоляции трубопроводной обвязки должны быть предусмотрены быстросъемные теплоизоляционные элементы и приспособления или термобоксы на всех фасонных деталях трубопроводов и ЗРА для обеспечения доступа к поверхности трубопроводов при проведении на них периодической диагностики неразрушающими методами контроля.

Для арматуры, установленной на трубопроводах с тепловой изоляцией, предусматриваются термочехлы (термобоксы) или выполняется изоляция в соответствии "Серия 7.903.9-8.15 Тепловая изоляция трубопроводов с положительными и отрицательными температурами".

Для теплоизоляции трубопроводов и оборудования с отрицательными температурами или с температурой транспортируемых веществ ниже плюс 12 ºС, помимо минеральной ваты, перед покровным слоем предусмотрен пароизоляционный слой согласно п. 4.5 СП 61.13330 – фольга алюминиевая толщиной 0,06 мм по ГОСТ 618 в один слой или лента полиэтиленовая.

Нанесение теплоизоляции производится после испытания и монтажа греющего кабеля. Для защиты трубопроводов от статического электричества и вторичных проявлений молний предусмотрено заземление трубопроводов и кожуха тепловой изоляции трубопроводов.

Конструкция тепловой изоляции подземных емкости выполнена согласно требованиям СП 61.13330.2012 с обеспечением требований работоспособности в водонасыщенных грунтах с сезонным оттаиванием.

Конструкция тепловой изоляции подземных емкости выполнена теплоизоляционным сегментами "Пеноплекс-45" по ТУ 5767-003-54349294-2013, с толщиной слоя до 100 мм. В качестве гидроизоляционного материала для покровного слоя используется лента полиэтиленовая радиационно-модифицированная мастичная "ТЕРМА-МХ" по ТУ 2245-014-44271562-2006.

Меры антикоррозионной защиты аппаратуры и трубопроводов выполнены в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств".

Защита трубопроводов и оборудования от атмосферной коррозии осуществлена в соответствии с требованиями СП 28.13330.2017, ГОСТ 9.401-91, ГОСТ 34667.5-2021 (ISO12944-5:2019).

Требования к лакокрасочным материалам по использованию, нанесению, а также качеству подготовки поверхности, предъявляемые к оборудованию, должны отвечать требованиям, как и для трубопроводов. Покрытия наносятся в соответствии с требованиями технической документации на материалы и рекомендациями разработчика.

Предусматривается максимальное применение блочно-модульных зданий, оборудования и трубопроводов с антикоррозионной защитой, выполненной в заводских условиях. Нарушенное антикоррозионное покрытие в процессе монтажа должно быть восстановлено.

Выбор типа антикоррозионного покрытия надземного оборудования и трубопроводов выполняется с учетом степени агрессивного воздействия на металлоконструкции среднеагрессивная, категории коррозионной агрессивности С4 высокая, в соответствии с положениями СП 28.13330.2017. Учитывая необходимость обеспечения срока службы АКЗ 15−25 лет, для защиты неизолированных надземных трубопроводов, арматуры, металлоконструкций после монтажа в проектное положение, размещаемых на открытом воздухе, под навесами и внутри неотапливаемых зданий, а также сварных монтажных соединений должны применяться лакокрасочные покрытия из группы II (и выше) с индексом стойкости "а" (на открытом воздухе). Тип плёнкообразующего вещества покрытия должен соответствовать принимаемым группам покрытий (например, органосиликатные, полисилоксановые, полиуретановые, эпоксидные). Нанесение ЛКП должно выполняться по грунтовкам, общая толщина антикоррозионного покрытия – не менее 160 мкм.

Для конструкций, трубопроводов, оборудования внутри отапливаемых зданий, с учетом принятых степени агрессивного воздействия на металлоконструкции слабоагрессивная-1, категории коррозионной агрессивности – С2, должны применяться лакокрасочные покрытия из группы I (и выше) с индексом стойкости "п" (в помещении). Тип плёнкообразующего вещества покрытия должен соответствовать принимаемым группам покрытий (например, алкидно-стирольные, эпоксиэфирные, алкидно-уретановые). Общая толщина систем лакокрасочных покрытий в помещениях – не менее 80 мкм.

Подготовка поверхностей перед нанесением покрытия, подготовка лакокрасочных материалов и нанесение покрытия должны производиться в соответствии с требованиями СП 28.13330.2017, ГОСТ 9.402-2004, ГОСТ Р ИСО 8501-1-2014 и технической документации на применяемые лакокрасочные материалы. Минимальная степень подготовки поверхности очистки от окислов – 2 (Sa 2½, по ГОСТ Р ИСО 8501-1), степень обезжиривания – 1.

Антикоррозионную защиту надземных технологических трубопроводов и оборудования без теплоизоляции рекомендуется осуществлять системой лакокрасочных покрытий, с толщиной каждого слоя:

- грунтовка – 1 слой толщиной 60 мкм;
- эмаль – 2 слоя толщиной по 60 мкм каждый.

При наличии теплоизоляционного слоя антикоррозионную защиту трубопроводов и оборудования следует осуществлять системой ЛКП, с толщиной каждого слоя:

- грунтовка – 1 слой толщиной 60 мкм;
- эмаль – 2 слоя толщиной по 50 мкм каждый.

На сварных швах толщина грунтовочного слоя должна быть увеличена на 30 мкм.

Для обеспечения защиты от почвенной коррозии подземных технологических емкостей и трубопроводов предусмотрена изоляция усиленного в соответствии с ГОСТ 9.602-2016 заводского нанесения или нанесения на месте монтажа.

Изоляцию подземных емкостей, трубопроводов рекомендуется осуществлять системой защитного покрытия, в составе:

- грунтовка битумная, в один слой, толщина покрытия 100 ± 30 мкм;
- двухкомпонентная битумно-уретановая мастика, толщина покрытия не менее 2,5 мм.

Перед нанесением изоляционных покрытий необходим предварительный нагрев металлических поверхностей.

Дренажные емкости предусматриваются с внутренним антикоррозионным защитным покрытием заводского нанесения, с учетом агрессивности обращаемой среды в соответствии с требованиями СП 28.13330.2017.

Защита трубопроводов от коррозии должна обеспечивать их безаварийную работу на весь период эксплуатации. Лакокрасочные и антикоррозионные покрытия трубопроводов и арматуры обладают необходимой термостойкостью при максимально возможных расчетных температурах.

При выполнении лакокрасочных, изоляционных и строительных работ необходимо проводить контроль состояния защитного покрытия технологических трубопроводов в соответствии с ГОСТ 34667.7-2021 (ISO 12944 7:2017), ГОСТ 9.602-2016, СП 245.1325800.2015.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 71918-2024, на поверхность трубопроводов или защитный слой (оцинкованный лист) наносится опознавательная окраска – эмаль в 2 слоя. Цвета опознавательной окраски выбираются в зависимости от свойств транспортируемого вещества. По согласованию с Заказчиком возможно применение самоклеющихся ленточных (плёночных) материалов в качестве опознавательных материалов. Оформление производственных объектов соответствует цветовым решениям для производственных объектов "АРКТИКГАЗ".

Все применяемые защитные материалы (антикоррозионные, теплоизоляционные) должны обеспечивать ведение технологического процесса, безопасность труда и отвечать требованиям НТД по пожаробезопасности.

С учетом меняющейся конъюнктуры и предложений производителей, материалы и марки изоляции подлежат уточнению на стадии выполнения рабочей документации.

10.5 Сборка, сварка и приемка в эксплуатацию технологического оборудования и трубопроводов

Проектом предусмотрены следующие технические требования к технологическому оборудованию.

Разработка, изготовление, поставка, приёмка оборудования должна осуществляться в соответствии с требованиями опросных листов, технических требований на разработку технологического оборудования, требований следующей нормативно-технической документации:

- ОСТ 26.260-18-2004 – для разработки блочного оборудования;
- ГОСТ 34347-2017 – для разработки емкостного оборудования
- ГОСТ 31839-2012 (EN 809:1998) – для разработки насосов и агрегатов насосных для перекачки жидкостей.

Оборудование, трубопроводы блоков должны пройти контроль качества сварных соединений и испытание оборудования на прочность и герметичность в заводских условиях в соответствии с указанной нормативной документацией, либо иными нормативными документами, действующими в РФ, требования которых распространяются на оборудование, предусмотренное проектом.

Климатическое исполнение всего оборудования – УХЛ1 или ХЛ1 согласно ГОСТ 15150-69*.

Материальное исполнение (марка стали) корпусов оборудования, трубопроводов и деталей обвязки оборудования блочного изготовления, предусмотрено из низколегированных хладостойких сталей, рассчитанных на возможность эксплуатации при температуре окружающей среды минус 60°С, устойчивых к воздействию рабочих сред, указанных в опросных листах, технических требованиях на разработку технологического оборудования. Материалы применяемые для изготовления оборудования должны соответствовать требованиям ОСТ 26.260-18-2004, ГОСТ Р 34347-2017 либо иными нормативными документами, действующими в РФ, требования которых распространяются на оборудование, предусмотренное проектом.

Материальное исполнение (марка стали) корпусов оборудования и деталей, закладных конструкций, контактирующих с рабочей средой, должны соответствовать характеристикам и параметрам рабочей среды. При изготовлении оборудования следует применить стали, коррозионная стойкость которых в условиях рабочей среды соответствует требованию: скорость проникновения коррозии – не более 0,1 мм/год.

Испытания и приемку оборудования выполнить согласно ГОСТ 15.309-98 "Система разработки и постановки продукции на производство. Испытания и приемка выпускаемой продукции. Основные положения".

Сборка, сварка, испытание и приемка в эксплуатацию технологических трубопроводов и оборудования производится в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013, СП 75.13330.2011 (СНиП 3.05.05-84), СП86.13330.2014 (СНиП III-42-80), ВСН 011-88 и инструкций заводов-изготовителей, а также "ФНиП «Правил безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444".

Все соединения трубопроводов выполняются на сварке встык с последующим контролем физическими методами. Фланцевые соединения применены только для подключения к трубопроводной арматуре и штуцерам технологического оборудования. Типы уплотнительных поверхностей фланцевых соединений приняты согласно Приложению Р ГОСТ 32569-2013.

Допускается выполнение гнутых отводов для труб Ду 25 и менее, радиусом не менее 4Ду, если проектом не предусмотрены стандартные отводы и колена. Гнутые элементы выполнять в соответствии с ГОСТ 3259-2013.

Предварительный подогрев сварных стыков производится в соответствии с требованиями СП 86.13330.2014 и выполняется 100 % для всех сварочных соединений.

При сварке деталей трубопроводов (штуцера, переходы и т.д.) с трубопроводами с разнородностью по классу прочности свыше 80 МПа (8,0 кгс/мм^2) требуется термическая обработка сварных соединений. Термообработка сварных стыков производится в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013, СП 86.13330.2014.

Для возможного снижения нагрузок на оборудование и строительные конструкции от трубопроводов, испытующих температурные расширения, между опорами под трубопроводы и опорными строительными конструкциями возможно применение прокладок, уменьшающие коэффициент трения, из негорючего материала (Политетрафторэтилен или фторопласт-4).

Для опирания трубопроводов на строительную опору предусмотрены опоры по типу ОСТ 36-146-88 из стали 09Г2С, или по ТУ заводов изготовителей. Трубопроводы номинальным диаметром до DN400 включительно установлены на опоры корпусные хомутовые "типа КХ" по типу ОСТ 36-146-88. Для закрепления "свечных" трубопроводов используется опора тавровая приварная "типа ТП" по типу ОСТ 36-146-88. Неподвижные опоры при необходимости предусмотрены заводского изготовления с учетом допускаемых вертикальных, осевых нагрузок и при монтаже привариваются к строительной опоре сплошным швом после укладки всего трубопровода на опоры.

Трубопроводы номинальным диаметром DN500 и более, изготовленные из листа контролируемой прокатки, устанавливаются на регулируемые опоры, позволяющие в процессе эксплуатации производить регулировку прилегания опорных поверхностей опор к трубе.

Неразрушающий контроль сварных соединений технологических трубопроводов предусматривается физическими методами: ультразвуковым или радиографией.

Метод и объем контроля сварных соединений технологических трубопроводов, подлежащих неразрушающему контролю, определяется в зависимости от категории трубопровода в соответствии с разделом 12 ГОСТ 32569-2013.

Все сварные соединения газопроводов, конденсатопроводов (основного назначения) должны быть в обязательном порядке подвергнуты 100 % радиографическому контролю, а

также дублирующему ультразвуковому контролю в объеме не менее 25 %. Сварные соединения захлестов, вставок, разнотолщинных соединений труб, соединительных деталей и арматуры подвергаются дублирующему ультразвуковому контролю в объеме не менее 100 %. Согласно ГОСТ 32569-2013 все трубопроводы также могут быть подвергнуты применения ультразвуковому контролю в объеме требования ГОСТ 32569-2013, а в качестве дублирующего использовать радиографический.

При этом для соблюдения более жестких требований окончательный объем контроля принимается по большему значению, указанному в ГОСТ 32569-2013 и ФНиП №444 "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов" исходя из категории трубопровода.

Объем контроля физическими методами сварных соединений трубопроводов вспомогательного назначения должен соответствовать требованием ГОСТ 32569-2013.

В соответствии с требованиями "Руководства по безопасности факельных систем" каждый сварной шов факельного коллектора и факельного ствола проверяют неразрушающим методом, обеспечивающим эффективный контроль качества сварного шва. Учитывая требования п. 53 “Руководства по безопасности факельных систем”, каждый сварной шов факельных трубопроводов проверяют неразрушающим методом, обеспечивающим эффективный контроль качества сварного шва. Для всех факельных трубопроводов принят контроль сварных соединений - 100% радиографией.

Стилоскопирование на наличие основных легирующих элементов необходимо выполнить для сварных соединений трубопроводов из легированных сталей согласно п. 12.3.15 ГОСТ 32569-2013.

Сварные соединения трубопроводов, транспортирующих взрывопожароопасные продукты, на установках с технологическими блоками I категории взрывоопасности подлежат 100%-ному контролю неразрушающими методами (п. 5.1.9 "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств"). Трубопроводы азота, воздуха, дренажи и трубопроводы дизельного топлива подлежат контролю неразрушающими методами согласно ГОСТ 32569-2013 в соответствии с их категорией.

Контроль угловых сварных соединений технологических трубопроводов (прямые врезки, велдолеты, штуцеры, бобышки, штуцеры усиленные) диаметром до Ду100 включительно в случае невозможности проведения контроля РК или УЗК допускается замена на послойный 100% ВИК, 100% ПВК и 100% МПД для углеродистых сталей, послойный 100% ВИК, 100% ПВК для легированных нержавеющих сталей.

Трубопроводы после окончания монтажных и сварочных работ, контроля качества сварных соединений, а также после установки и окончательного закрепления всех опор подвергаются очистке полости, испытанию на прочность и проверке на герметичность. Способы и параметры проведения испытаний определяются с учетом требований

нормативной документации. При испытании на прочность и плотность испытуемый трубопровод отсоединяется от аппаратов и других трубопроводов заглушками, вся запорная арматура, установленная на трубопроводе, должна быть полностью открыта. Специальная инструкция на очистку полости и схемы на испытание составляются строительно-монтажной организацией.

Испытания на прочность внутриплощадочных технологических трубопроводов предусматриваются гидравлическим способом, но допускается пневматические испытание трубопроводов с расчетным давлением не более 10 МПа (PN ≤ 10 МПа). Величины испытательных давлений $P_{исп}$ и продолжительность испытаний определяются:

- для всех технологических трубопроводов - в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 "Трубопроводы технологические стальные" ($P_{исп}$=1,43 х Ррасч.), в соответствии с п.13.2.1 по ГОСТ 32569-2013).

Кроме того, для трубопроводов групп А, Б (а), Б (б) предусмотрено дополнительное пневматическое испытание на герметичность с давлением, равным рабочему, в соответствии с ГОСТ 32569-2013 "Трубопроводы технологические стальные". При этом, результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность признаются удовлетворительными в случае, если скорость падения давления окажется не более 0,1 % за час для трубопроводов группы А и 0,2 % за час для трубопроводов группы Б (а), Б (б). Это относится к трубопроводам с внутренним диаметром до 250 мм включительно. При испытании трубопроводов большего диаметра нормы падения давления в них определить согласно ГОСТ 32569-2013.

При выполнении пневматических испытаний, испытания на прочность и плотность, и проверке на герметичность можно объединить и выполнить в несколько этапов одной средой. При испытании на прочность и плотность поднять и выдержать нужное время при давлении 1,43 × $P_{расч}$, а вторым этапом понизить давление до рабочего и провести испытания на герметичность. Данную процедуру выполнять с учетом требований ФНП №444 и ГОСТ 32569-2013.

Проверку на герметичность участка или трубопровода в целом производят воздухом или инертным газом после завершения испытаний на прочность и плотность, промывки и продувки.

Для трубопроводов (участков трубопроводов), на которых предусматривается установка запорно-регулирующей арматуры (регулирующие клапаны, измерительные устройства и т.д.), на время проведения испытаний требуется установка монтажных катушек.

Пневматическим способ испытания на прочность и плотность технологических трубопроводов необходимо проводить с обязательным контролем методом акустической эмиссии.

Для вытеснения воздуха из системы при заполнении водой в верхних точках трубопроводов предусмотрены штуцеры с запорной арматурой соответствующих диаметров.

В нижних точках трубопроводов устанавливаются штуцеры с запорной арматурой соответствующих диаметров, через которые производится удаление воды.

Вся арматура оснащена заглушками, для защиты от возможных утечек.

Забор воды для проведения гидроиспытаний производится из системы водоснабжения площадки УКПГ с помощью передвижной емкости (автоцистерны). После очистки полости трубопровода вода собирается в ту же передвижную емкость и транспортируется, в случае необходимости, на следующие участки для проведения испытаний или вывозится для утилизации на УКПГ.

После проведения гидравлических испытаний и слива воды из системы производится осушка внутренних стенок трубопроводов. Специальная инструкция по проведению и схемы испытания составляются строительно-монтажной организацией.

В соответствии с п. 5.2. СП 75.13330.2011 "Технологическое оборудование и технологические трубопроводы" – оборудование, поступающее на строительную площадку полностью собранным и испытанным на предприятии-изготовителе, индивидуальным испытаниям на прочность и герметичность дополнительно не подвергается.

Для контроля за надежной и безопасной эксплуатацией технологических трубопроводов и их элементов необходимо проводить их периодическую ревизию.

Сроки проведения ревизии газопроводов устанавливаются эксплуатирующей организацией в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов, опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра предыдущей ревизии. Сроки проведения должны обеспечивать безопасную и безаварийной эксплуатации трубопроводов в период между ревизиями, но не реже чем указано в приложении "К" к ГОСТ 32569-2013, в соответствии с транспортируемой средой и категорией трубопроводов. Ревизию технологических трубопроводов и их элементов следует проводить в соответствии с разделом 14 ГОСТ 32569-2013.

Ревизия трубопроводов и арматуры должна проводиться в соответствии с требованиями нормативных документов РФ и инструкциями по организации и безопасному производству ремонтных работ.

Технологическое оборудование, трубопроводы и кожухи изоляции заземляются. Для защиты трубопроводов от статического электричества и вторичных проявлений молний предусмотрено заземление кожуха тепловой изоляции трубопроводов.

Для контроля толщины стенок трубопроводов и соединительных деталей проектом предусмотрено изготовление в изоляции трубопроводов, в удобных для обслуживания местах, съемных лючков размером 150×150 мм на всю толщину изоляции в следующих местах: на всех отводах, тройниках расходящихся потоков газа и на тройниках,

выполняющих функцию отвода, напротив ответвления, а также в местах указанных эксплуатирующей организацией.

Все монтажные и ремонтные работы на территории площадки выполняются при помощи передвижных грузоподъемных средств.

Все технические устройства, применяемые на объекте, должны иметь документы, подтверждающие их соответствие требованиям статьи 7 Федерального закона 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21 июля 1997 г. и статьи 20 Федерального закона 184-ФЗ "О техническом регулировании" от 27 декабря 2002 г.

Оборудование, запорно-регулирующая арматура, изоляционные покрытия и соединительные детали трубопроводов принимаются сертифицированными в установленном порядке в соответствии с требованиями Приказа № 140 от 8 апреля 2019 г. "Об утверждении административного регламента Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору предоставления государственной услуги по регистрации опасных производственных объектов в государственном реестре опасных производственных объектов".

10.6 Обоснование количества и типов вспомогательного и грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов

На проектируемых технологических объектах в соответствии с требованиями раздела 33 СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 принят необходимый уровень механизации, связанный с выполнением грузоподъемных операций при ремонтных работах для монтажа, демонтажа и обслуживания технологического оборудования и трубопроводной арматуры массой более 50 кг, размещенного в зданиях производственного назначения, блочно-модульных установках и на открытых площадках.

Подъемно-транспортное оборудование подобрано в зависимости от конструктивных размеров зданий, габаритов и массы демонтируемого оборудования, а также с учетом номенклатуры выпускаемого заводами подъемно-транспортного оборудования. Предусматривается, что демонтаж будет производиться либо оборудования в целом, либо составными узлами.

Дальнейшая транспортировка демонтируемого оборудования на ремонтные предприятия осуществляется обслуживающей организацией передвижными транспортными средствами.

Проектные решения по подъемно-транспортному оборудованию учитывают требования действующих Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения", утв. приказом Ростехнадзора от 26.11.2020 № 461, а также требования Технического регламента Таможенного Союза "О безопасности машин и оборудования" (ТР ТС 010/2011).

В проекте приняты компоновочные решения, обеспечивающие максимальный доступ к технологическому оборудованию и применение для его обслуживания передвижных транспортных средств.

Грузоподъемность выбрана с учетом грузозахватных приспособлений по максимальной массе, ожидаемой в процессе обслуживания и ремонта оборудования (п.4.6 ГОСТ 12.3.009-76). Группа режимов работы кранов А1 (в соответствии с ГОСТ 33713-2015).

Грузоподъемное оборудование предусмотрено во взрывобезопасном исполнении. Исполнение выбрано с учетом класса взрывоопасной зоны помещения, в котором размещается грузоподъемное оборудование (В-1а), категории взрывоопасной смеси (IIB) и группы взрывоопасной смеси (Т3). Выполнения периодических осмотров, технических обслуживаний и ремонтов талей предусматривается с отметки пола, при необходимости используется переносные лестницы, стремянки, строительные козлы и другой инвентарь, которые обеспечивают удобный и безопасный доступ к механизмам.

На открытой площадке предполагается использование передвижных средств механизации для выполнения монтажных и демонтажных работ (по ремонту и обслуживанию).

Все грузоподъемное оборудование сертифицировано в соответствии с требованиями технического регламента Таможенного союза "О безопасности машин и оборудования". Оборудование зарубежного производства должно быть сертифицировано в РФ. Запрещается применять грузоподъемное оборудование, не имеющее сопроводительных документов (сертификатов, инструкций по монтажу и эксплуатации, паспортов), подтверждающих соответствие их требованиям нормативной документации, а также товарного знака изготовителя на изделии.

Для выполнения ремонтных работ по замене какого-либо вида оборудования, арматуры, труб, либо других устройств, установленных на открытых площадках, применяются автомобильные краны, краны-манипуляторы и транспортные средства соответствующей грузоподъемности по доставке снятого оборудования на существующие ремонтные площадки.

11 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ

Основным источником электроснабжения потребителей проектируемой площадки ДКС (4-й этап) является ЗРУ-6 кВ "УПГ-3", которое расположено на существующей площадке расширения УКПГ (НТС 5, 6 линии) Ачимовского месторождения. ЗРУ-6 кВ "УПГ-3" подключено к ПС 110/35/6 кВ "Ачимовская", расположенной в районе УКПГ Ачимовского месторождения в непосредственной близости от понизительной подстанции ПС 35/6 кВ "Ачимовка".

Для электроснабжения проектируемых электропотребителей на напряжении 0,4/0,23 кВ на территории проектируемой площадки ДКС (4-й этап) проектом предусматривается установка двух комплектных двухтрансформаторных подстанции 2КТП-1600/6/0,4 кВ (КТП №13 6/0,4 кВ "ДКС" и КТП №14 6/0,4 кВ "ДКС"), устанавливаемых в отдельно стоящих блочно-модульных зданиях полной заводской готовности. Подключение проектируемых КТП выполняется от резервных ячеек №5, 6, 7, 8 ЗРУ-6 кВ "УПГ-3".

В качестве аварийных источников электроснабжения на проектируемой площадке ДКС (4-й этап) предусматриваются автоматизированные аварийные дизельные электростанции на жидком топливе (АДЭС №4, АДЭС №5) и источники бесперебойного питания со встроенными герметичными аккумуляторными батареями. АДЭС применены контейнерного исполнения с выходным напряжением 0,4 кВ. АДЭС №4 и АДЭС №5 подключаются на одну из секций шин 0,4 кВ комплектных трансформаторных подстанций КТП №13 6/0,4 кВ "ДКС" и КТП №14 6/0,4 кВ "ДКС" соответственно. При исчезновении напряжения на шинах 0,4 кВ КТП аварийная ДЭС автоматически запускается и возобновляют питание потребителей. Для обеспечения надежной работы потребителей проектируемой площадки ДКС (4-й этап), мощности АДЭС были выбраны для покрытия нагрузок потребителей особой группы первой категории надежности и основных потребителей первой категории надежности электроснабжения.

КТП и АДЭС, размещаемые на территории проектируемой площадки ДКС (4-й этап), вынесены за пределы взрывоопасных зон.

Для питания управляющих комплексов (АСУ ТП, АСУ ЭС), ответственных нагрузок КИП предусматриваются ИБП и СБП со встроенными аккумуляторными батареями. Емкость аккумуляторной батареи в ИБП и СБП принята из расчета обеспечения автономного питания в течение не менее 60 мин.

Для рационального расходования электроэнергии проектной документацией предусматривается:

- применение современного энергосберегающего оборудования и материалов;
- применение современных приборов учета электроэнергии.

Проектные решения предусматривают ряд энергосберегающих мероприятий. В частности, выбор светильников и мощность электрических источников света для освещения помещений зданий и сооружений на объектах месторождения произведены в соответствии с СП 52.13330.2016 в зависимости от величины нормируемой освещенности помещений и наружных установок проектируемых площадок. В помещениях устанавливается необходимое количество выключателей, обеспечивающих включение минимально необходимого числа светильников в рабочей зоне.

Наружное освещение, кроме централизованного управления, имеет автоматическое управление от фотореле, что дает возможность рационально управлять освещением в зависимости от естественной освещенности и тем самым экономно расходовать электроэнергию на эти нужды.

В целях минимизации потерь при передаче электроэнергии до потребителя оптимизировано расположение устройства распределительной сети. Длины проводников от питающих пунктов до электроприемников приняты по возможности минимальными. В распределительных и питающих электрических сетях используются медные проводники. Выбранные сечения проводников обеспечивают допустимую потерю напряжения до электроприемников, что увеличивает срок службы электродвигателей (при снижении напряжения повышается потребляемый ток от сети, что влечет разогрев обмотки и снижение срока службы электродвигателей).

Также для минимизации потерь при передаче электроэнергии из энергосистемы и для повышения коэффициента мощности предусмотрены мероприятия по компенсации реактивной мощности - применение на стороне 0,4 кВ комплектных конденсаторных установок с автоматическим регулированием коэффициента мощности и антирезонансными фильтрами. Коэффициент мощности с учетом компенсации составляет - 0,98.

Для электрообогрева наружного технологического оборудования и коммуникаций, в основном, применены саморегулирующиеся греющие кабели. Указанные кабели позволяют автоматически поддерживать требуемую температуру обогреваемого оборудования и трубопроводов в зависимости от температуры окружающей среды и тем самым оптимизировать расход электрической энергии на нужды электрообогрева.

Для обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала предусмотрены следующие мероприятия:

- заземление нетоковедущих частей электрооборудования и всех металлических частей, нормально не находящихся под напряжением;
- заземление металлических строительных и производственных конструкций и коммуникаций (для выравнивания потенциалов);

- установка УЗО с уставкой дифференциального тока отключения 30 мА в цепях переносного электрооборудования и системах электрообогрева;
- соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей электрооборудования;
- блокировки электроаппаратов и ограждений электрооборудования для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- быстродействующее автоматическое отключение частей электрооборудования, случайно оказавшихся под напряжением, и поврежденных участков сети;
- защитные средства и приспособления;
- защитное отключение;
- молниезащита и защита от статического электричества.

Комплекс мероприятий по молниезащиты включает в себя защиту от прямых ударов молнии, вторичных ее проявлений и заноса высоких потенциалов.

Для защиты от прямых ударов молнии предусматриваются отдельностоящие молниеприемники и молниепримники, установленные на прожекторных мачтах. Также используются металлические каркасы кровли зданий.

Газоотводные или дыхательные трубы, имеющиеся на наружных установках и емкостях, содержащих легковоспламеняющиеся жидкости, а также пространство над ними, защищаются от прямых ударов молнии.

Для защиты от вторичных проявлений молнии предусматривается заземление металлических корпусов технологического оборудования, аппаратов и емкостей путем присоединения к заземляющему устройству.

Защита от заноса высокого потенциала по подземным и наземным (надземным) коммуникациям осуществляется путем заземления - присоединением их на вводе в защищаемое здание или сооружение к заземляющему устройству.

12 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ, ОБОРУДОВАНИЮ, ЗДАНИЯМ, СТРОЕНИЯМ И СООРУЖЕНИЯМ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ

Составляющие декларируемого объекта обладают признаками опасных производственных объектов (далее – ОПО), на которых:

- обращаются опасные вещества – природный газ, конденсат газовый, дизельное топливо, метанол, масла смазочные. (подпункты "а", "в" п. 1 Приложения 1 к Федеральному закону от 21.07.1997 № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (далее – Федеральный закон № 116-ФЗ);
- используется оборудование, работающее под избыточным давлением более 0,07 мегапаскаля. (подпункты "а", "в" п. 2 Приложения 1 к Федеральному закону № 116-ФЗ);
- используются стационарно установленные грузоподъемные механизмы (п. 3 Приложения 1 к Федеральному закону № 116-ФЗ).

С учётом части 2 статьи 14 Федерального закона № 116-ФЗ, в декларации промышленной безопасности рассматриваются только составляющие ОПО, на которых получаются, используются, перерабатываются, образуются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества.

Декларируемые технологические объекты относятся к ОПО нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности.

На основании приведённого в таблице 1 количества опасных веществ, Площадка установки производства (ДКС (4-Й ЭТАП)) подпадает под определение опасного производственного объекта класса опасности III по признаку превышения пороговых значений, установленных Приложением 2 Федерального закона № 116-ФЗ. Однако, на расстоянии менее 500 м от декларируемой Площадки находится существующий ОПО- УКПГ Уренгойского НГКМ, имеющий II класс опасности (Свидетельство о регистрации А56-50131 от 5.06.2025, регистрационный номер А59-50131-0030).

С учётом примечания 3 к табл. 2 приложения 2 116-ФЗ опасный производственный объект ДКС (4-Й ЭТАП) отнесён к классу опасности II, так как учтено суммарное количество опасных веществ одного вида, поэтому для проектируемых в данном проекте технологических установок разрабатывается Декларация промышленной безопасности (см. тома 13.2.1, 13.2.2, 13.2.3).

В соответствии с пунктом 11 (а) части 1 статьи 48.1 Градостроительного кодекса РФ проектируемые объекты относятся к особо опасным и технически сложным.

Проектные решения по применению технических устройств и оборудования, а также по строительству зданий, строений и сооружений на площадке ДКС-2 разработаны с учетом

действующих на территории РФ Технических регламентов, государственных и корпоративных стандартов, правил безопасности в части обеспечения выполнения требований к объектам, размещаемым на территории ОПО.

Для обеспечения выполнения этих требований предусмотрены следующие мероприятия:

при разработке проектной документации

- соблюдение действующих на территории РФ строительных норм и правил безопасности при разработке технологических, технических, конструкторских и строительных решений;
- оптимизация проектных решений, повышающая уровень надежности и безопасности технологического процесса;
- применение сертифицированных в установленном порядке оборудования, приборов и материалов;

при строительстве

- ведение производственного контроля качества выполнения строительно-монтажных работ;
- осуществление авторского надзора специалистами проектной организации за неукоснительным выполнением проектных решений в ходе строительства объектов;
- соблюдение инструкций, правил безопасного ведения работ, правил пожарной безопасности, а также выполнение особых требований при проведении газо- и огнеопасных работ;

в период эксплуатации

- соблюдение правил эксплуатации ДКС-2 как опасного производственного объекта, требований технологических регламентов;
- своевременная диагностика технического состояния оборудования;
- проведение планово-предупредительного ремонтного обслуживания устройств и оборудования, зданий и сооружений;
- обучение эксплуатационного персонала безопасным методам работы;
- контроль знаний и навыков, полученных работниками в результате обучения;
- выполнение эксплуатационным персоналом требований инструкций и правил по ведению газоопасных и огнеопасных работ;
- осуществление контроля ведомственными и вневедомственными надзорными органами за соблюдением правил эксплуатации опасного производственного объекта;
- поддержание в готовности сил и средств предупреждения, локализации аварийных ситуаций и ликвидации их последствий;

- страхование рисков аварий техногенного и природного характера в соответствии с действующей в АО "АРКТИКГАЗ" системой страхования.

АО "АРКТИКГАЗ", эксплуатирующее опасные производственные объекты, обязано:

- соблюдать положения нормативно-правовых актов и нормативно-технических документов в области промышленной, пожарной, экологической безопасности;
- выполнять комплекс мероприятий, обеспечивающих содержание потенциально опасных производственных объектов в безопасном состоянии;
- иметь (при необходимости) договора с организациями, выполняющими работы по техническому обслуживанию и ремонту устройств, оборудования и обеспечивать условия для их безопасного проведения;
- обеспечивать проведение технической диагностики оборудования, трубопроводов, сооружений, технических устройств, в установленные сроки продлевать срок их безопасной эксплуатации или выводить из эксплуатации;
- способствовать проведению проверок надзорных органов и выполнять предписания Ростехнадзора и пожарного надзора МЧС;
- регистрировать в установленном порядке аварии, отказы оборудования и прочие нештатные ситуации, производить анализ их причин, разрабатывать мероприятия, направленные на исключение повторных инцидентов.

Организация, эксплуатирующая опасные производственные объекты, обязана:

- соблюдать положения нормативно-правовых актов и нормативно-технических документов в области промышленной, пожарной, экологической безопасности;
- выполнять комплекс мероприятий, обеспечивающих содержание потенциально опасных производственных объектов в безопасном состоянии;
- иметь (при необходимости) договора с организациями, выполняющими работы по техническому обслуживанию и ремонту устройств, оборудования и обеспечивать условия для их безопасного проведения;
- обеспечивать проведение технической диагностики оборудования, трубопроводов, сооружений, технических устройств, в установленные сроки продлевать срок их безопасной эксплуатации или выводить из эксплуатации;
- способствовать проведению проверок надзорных органов и выполнять предписания Ростехнадзора и пожарного надзора МЧС;
- регистрировать в установленном порядке аварии, отказы оборудования и прочие нештатные ситуации, производить анализ их причин, разрабатывать мероприятия, направленные на исключение повторных инцидентов.

Ответственным за безопасную эксплуатацию объектов ДКС-2 является руководитель или специалист, прошедший аттестацию (проверку знаний требований промышленной безопасности).

Должностная инструкция лица, ответственного за безопасную эксплуатацию производственного объекта, предусматривает разработку инструкций, плана локализации и ликвидации аварийных ситуаций, планов взаимодействий, участие в комиссиях по проверке знаний требований промышленной безопасности у персонала, проверку соблюдения установленного порядка допуска специалистов и рабочих к самостоятельной работе, производственный контроль за эксплуатацией объекта, выполнением планов ремонта, проверкой ведения технической документации при эксплуатации и ремонте, приостановку работы неисправного оборудования, контроль выполнения мероприятий по замене и модернизации оборудования, участие в проверках, проводимых органами Ростехнадзора.

Энергетические потенциалы основного технологического оборудования приведены в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Энергетические потенциалы основного технологического оборудования

Наименование блока	Оборудование, входящее в блок	Границы блока	Потенциал взрывоопасности	Категория блока
Блок входного коллектора ДКС-2	Трубопровод газа от узла запорно-переключающей арматуры до 2ФС-1, 2ФС-2, 2ФС-3, трубопровод от 2ФС1-3 до газоперекачивающих агрегатов № 7 - № 10, пусковой коллектор DN700	Краны № 7-2 №1, №6 (в обвязке ГПА)	303	I
Блок коллектора нагнетания ДКС-2	Трубопровод газа от газоперекачивающих агрегатов № 7 - № 10 до пускового контура	Краны №№ 2 ГПА №1 - №6, № 54-2	288	I
ГПА №7-10	Агрегат газоперекачивающий ГПА (1 шт.), трубопроводная обвязка	Краны №№ 1, 2	56	I
Блок подготовки газов БПГ	БПГ	Краны №№ 41, 42, 43, 44, 45, 46	45	I

Для технологических блоков I категории взрывоопасности – предусматривается установка автоматических быстродействующих запорных или отсекающих устройств.

Классификация производственных, вспомогательных зданий (помещений) и наружных установок ДКС по взрывопожароопасности приведена в таблице 12.2.

Таблица 12.2 – Характеристика технологических зданий (помещений), наружных установок по пожаровзрывоопасности

Наименование здания (позиция по генеральному плану, степень огнестойкости строительных конструкций), помещения, технологического оборудования	Категория по взрывопожарной и пожарной опасности по СП12.13130.2009	Класс взрывоопасности по ФНиП от 15.12.2020 № 534	Класс взрывоопасных зон по ФЗ № 123	Класс взрывопожарной и пожарной опасности по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002	Наименование веществ, определяющих категорию и группу взрывоопасной смеси
1	2	3	4	5	6	7
1 **Аварийная дизельная электростанция АДЭС № 4**						
1.1 Аварийная дизельная электростанция АДЭС № 4 (комплектная поставка, поз. 10)	В	Взрывобезопасное	-	П-1	IIB, Т3	Масло смазочное, дизельное топливо
1.2 Емкость аварийного слива дизельного топлива Е-7-1 (наружная установка, поз. 10.1)	БН	Зона 0 - пространство внутри емкости. Зона 1 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 0; открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей Зона 2 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 1; открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении.	В-1г	2	IIB-Т3	Дизельное топливо
2 **Аварийная дизельная электростанция АДЭС № 5**						
2.1 Аварийная дизельная электростанция АДЭС № 5 (комплектная поставка, поз. 12)	В	Взрывобезопасное	-	П-1	IIB, Т3	Масло смазочное, дизельное топливо

Наименование здания (позиция по генеральному плану, степень огнестойкости строительных конструкций), помещения, технологического оборудования	Категория по взрывопожарной и пожарной опасности по СП12.13130.2009	Класс взрывоопасности по ФНиП от 15.12.2020 № 534	Класс взрывоопасных зон по ФЗ № 123	Класс взрывопожарной и пожарной опасности по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002	Наименование веществ, определяющих категорию и группу взрывоопасной смеси
1	2	3	4	5	6	7
2.2 Емкость аварийного слива дизельного топлива Е-7-2 (наружная установка, поз. 12.1)	БН	Зона 0 - пространство внутри емкости. Зона 1 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 0; открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей Зона 2 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 1; открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении.	В-1г	2	IIB-T3	Дизельное топливо
3 **Агрегат газоперекачивающий ГПА №7 – №10 блочно-контейнерного исполнения (поз. 1.1 ÷ 1.4) в составе:**						
3.1 Блок компрессора	А	Зона 0 - пространство внутри оборудования. Зона 1 - закрытое помещение; открытое пространство вокруг любых отверстий из помещения, ограниченные радиусом 3 м; открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей Зона 2 - открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении.	2	В-Ia	IIA, T3	Газ природный

Наименование здания (позиция по генеральному плану, степень огнестойкости строительных конструкций), помещения, технологического оборудования	Категория по взрывопожарной и пожарной опасности по СП12.13130.2009	Класс взрывоопасности по ФНиП от 15.12.2020 № 534	Класс взрывоопасных зон по ФЗ № 123	Класс взрывопожарной и пожарной опасности по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002	Наименование веществ, определяющих категорию и группу взрывоопасной смеси
1	2	3	4	5	6	7
3.2 Блок двигателя	В1	Взрывобезопасное	2	П-1		Газ природный сжигается в качестве топлива, маслобак с повышенной прочностью и уплотнением, исключающими течь масла
3.3 Остальные помещения	В3	Взрывобезопасное	–	П-IIа		
3.4 Емкость дренажная Е-1 (наружная установка, поз. 4.1 ÷ 4.4)	АН	Зона 0 - пространство внутри емкости. Зона 1 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 0; открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей Зона 2 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 1; открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении	2	В-1г	IIA, Т3	масло турбинное, конденсат углеводородный, метанол

Наименование здания (позиция по генеральному плану, степень огнестойкости строительных конструкций), помещения, технологического оборудования	Категория по взрывопожарной и пожарной опасности по СП12.13130.2009	Класс взрывоопасности по ФНиП от 15.12.2020 № 534	Класс взрывоопасных зон по ФЗ № 123	Класс взрывопожарной и пожарной опасности по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002	Наименование веществ, определяющих категорию и группу взрывоопасной смеси
1	2	3	4	5	6	7
3.5 Емкость дренажная Е-2 (наружная установка, поз. 6.1 ÷ 6.4)	АН	Зона 0 - пространство внутри емкости. Зона 1 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 0; открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей Зона 2 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 1; открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении.	2	В-1г	IIA, Т3	конденсат углеводородный, метанол, газ природный,
4 **Установка охлаждения**						
Установка воздушного охлаждения газа АВО (2ВХ-1…2ВХ24) (наружная установка, поз. 2)	АН	Зона 0 - пространство внутри теплообменников. Зона 1 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 0; открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей Зона 2 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 1; открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении	2	В-1г	IIA, Т3	Газ природный, конденсат углеводородный (пары)
5 **Установка очистки газа (поз. 3)**						

Наименование здания (позиция по генеральному плану, степень огнестойкости строительных конструкций), помещения, технологического оборудования	Категория по взрывопожарной и пожарной опасности по СП12.13130.2009	Класс взрывоопасности по ФНиП от 15.12.2020 № 534	Класс взрывоопасных зон по ФЗ № 123	Класс взрывопожарной и пожарной опасности по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002	Наименование веществ, определяющих категорию и группу взрывоопасной смеси
1	2	3	4	5	6	7
Фильтр-сепараторы 2ФС-1, 2ФС-2, 2ФС-3 (наружная установка, поз. 3.1 ÷ 3.3)	АН	Зона 0 - пространство внутри оборудования. Зона 1 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 0; открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей Зона 2 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 1; открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении.	2	В-1г	IIA, Т3	Газ природный, конденсат углеводородный (пары)
6 **Установка подготовки газов (поз. 5)**						
6.1 Блок подготовки газов (комплектной поставки, поз. 5.1)	А	Зона 0 - пространство внутри оборудования. Зона 1 - закрытое помещение; открытое пространство вокруг любых отверстий из помещения, ограниченные радиусом 3 м; открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей Зона 2 - открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении.	2	В-1а	IIA, Т3	Газ природный конденсат углеводородный (пары)

Наименование здания (позиция по генеральному плану, степень огнестойкости строительных конструкций), помещения, технологического оборудования	Категория по взрывопожарной и пожарной опасности по СП12.13130.2009	Класс взрывоопасности по ФНиП от 15.12.2020 № 534	Класс взрывоопасных зон по ФЗ № 123	Класс взрывопожарной и пожарной опасности по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002	Наименование веществ, определяющих категорию и группу взрывоопасной смеси
1	2	3	4	5	6	7
6.2 Ресивер импульсного газа 2РИ-1, 2РИ-2 (наружная установка, поз. 5.2)	АН	Зона 0 - пространство внутри оборудования. Зона 1 - открытое пространство вокруг любых отверстий из помещения, ограниченные радиусом 3 м; открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей Зона 2 - открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении.	2	В-1г	IIA, Т2	Газ природный
6.3 Емкость для сбора конденсата 2Е-6 (наружная установка, поз. 5.3)	АН	Зона 0 - пространство внутри емкостей Зона 1 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 0; открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей Зона 2 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 1; открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении.	2	В-1г	IIA, Т3	Газ природный, конденсат углеводородный

Наименование здания (позиция по генеральному плану, степень огнестойкости строительных конструкций), помещения, технологического оборудования	Категория по взрывопожарной и пожарной опасности по СП12.13130.2009	Класс взрывоопасности по ФНиП от 15.12.2020 № 534	Класс взрывоопасных зон по ФЗ № 123	Класс взрывопожарной и пожарной опасности по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002	Наименование веществ, определяющих категорию и группу взрывоопасной смеси
1	2	3	4	5	6	7
6.4 Емкость для слива теплоносителя 2Е-10 (наружная установка, поз. 5.4)	АН	Зона 0 - пространство внутри емкости. Зона 1 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 0; открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей Зона 2 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 1; открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении.	2	В-1г	IIB, Т2	теплоноситель системы отопления теплообменников буферного и топливного газов
7 Емкость аварийного слива 2БЕ-1 (наружная установка, поз. 14)	АН	Зона 0 - пространство внутри емкости Зона 1 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 0; открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей Зона 2 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 1; открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении.	2	В-1г	IIA, Т3	Конденсат углеводородный, метанол, газ природный
8 **Сети технологические ДКС**						

Наименование здания (позиция по генеральному плану, степень огнестойкости строительных конструкций), помещения, технологического оборудования	Категория по взрывопожарной и пожарной опасности по СП12.13130.2009	Класс взрывоопасности по ФНиП от 15.12.2020 № 534	Класс взрывоопасных зон по ФЗ № 123	Класс взрывопожарной и пожарной опасности по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002	Наименование веществ, определяющих категорию и группу взрывоопасной смеси
1	2	3	4	5	6	7
8.1 Узел подключения к ДКС (наружная установка, поз. 15)	АН	Зона 0 - пространство внутри оборудования. Зона 1 - открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей Зона 2 - открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении.	2	В-1г	IIA, Т3	Газ природный, конденсат углеводородный (пары)
8.2 Блок подачи метанола 2БПМ-2 (наружная установка, поз.7)	АН	Зона 1 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 0; открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей Зона 2 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 1; открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении.	2	В-1г	IIA, Т3	Метанол
9 Емкость сбора производственно-дождевых сточных вод (поз. 21)	ДН	Взрывобезопасное	-	-	-	-
10 Блок пожарных гидрантов (поз. 18.1 ÷ 18.7)	Д	Взрывобезопасное	-	-	-	-

13 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ

13.1 Структура управления производством

Проектируемый комплекс объектов ДКС ачимовских отложений Уренгойского НГКМ Самбургского ЛУ войдет в зону обслуживания цеха добычи газа, газового конденсата и нефти (ЦДГ, ГК и Н) Уренгойского НГКМ ОАО «АРТИКГАЗ».

В состав действующей структуры управления цеха входят следующие основные структурные подразделения:

- руководство и функциональные исполнители, основными функциями которых являются руководство и оперативное управление производством и другое;

- основное производство (службы добычи и подготовки, деэтанизации, переработки газа Уренгойского НГКМ), которое непосредственно обеспечивает ведение технологических процессов в соответствии с действующими регламентами, инструкциями, правилами и требованиями промышленной, газовой и пожарной безопасности;

- специализированные службы (механоремонтная, энерготепловодоснабжения, автоматизации производственных процессов), основными функциями которых являются контроль технического состояния технологического оборудования, объектов инженерного обеспечения, вспомогательного назначения; организация технического обслуживания (ремонта) основного и вспомогательного оборудования.

Основными объектами проектирования являются:

- ДКС (ГПА - 4 агрегатов) с необходимым набором установок и сооружений, обеспечивающим ее функционирование.

Полный перечень оборудования, предусмотренный в составе основных технических решений по строительству ДКС, приведен в соответствующих разделах.

Проектируемый комплекс сооружений ДКС будет полностью интегрирован в существующие системы управления, безопасности, электроснабжения, водоснабжения, теплоснабжения и иные системы промысла.

Все технические и организационные решения по управлению, эксплуатационному и ремонтному обслуживанию, режиму труда и отдыха и другие, действующие в цехе добычи газа, газового конденсата и нефти Уренгойского НГКМ, распространяются и на проектируемый комплекс сооружений ДКС.

В функции персонала ДКС входят оперативное управление, техническое обслуживание и текущий ремонт оборудования.

Остальные виды ремонтных работ и услуг планируются осуществлять централизованно существующими подразделениями ЦДГ, ГК и Н Уренгойского НГКМ ОАО «АРТИКГАЗ» и сервисными подрядными организациями на договорных началах.

Управление работой оборудования ДКС будет осуществляться с пульта управления операторной производственно-энергетического блока, где предусмотрены автоматизированные рабочие места (АРМ) технологического и инженерного персонала.

Уровень контроля и автоматизации объектов ДКС обеспечивает их безаварийную работу без постоянного присутствия обслуживающего персонала непосредственно у оборудования, автоматическую защиту и блокировку технологического оборудования при возникновении аварийных режимов и ситуаций, аварийную и технологическую сигнализацию.

Эксплуатация ДКС будет осуществляться вахтовым методом организации работ, по аналогии с ЦДГ, ГК и Н.

13.2 Вахтовый метод организации работ. Режим труда и отдыха

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха в вахтовом поселке.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах работодателем с учетом мнения выборного профсоюзного органа данной организации продолжительность вахты может быть увеличена до трех месяцев.

К работам по обслуживанию объектов вахтовым методом допускаются работники, обладающие соответствующим образованием и прошедшие инструктаж и проверку знаний по охране труда, технике безопасности и пожарной безопасности, а также при отсутствии медицинских противопоказаний, установленных Минздравом России.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до 18 лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие медицинские противопоказания к выполнению работ вахтовым методом.

Работники, принимаемые на работу вахтовым методом, подлежат обязательному медицинскому осмотру.

Допуск к самостоятельной работе оформляется специальным приказом или распоряжением.

Для работников, привлекаемых к работе вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ, создается вахтовый поселок, который обслуживает производственную группу и обеспечивает жильем производственный персонал. Структура общественного обслуживания вахтовых комплексов рассчитана на удовлетворение повседневных первичных потребностей сменного персонала и включает общественное

питание, медицинское обслуживание, элементарное бытовое обслуживание, организацию повседневного кратковременного досуга.

Ответственность за содержание вахтового поселка, организацию бытового и медицинского обслуживания, проведение культурно-массовой работы с проживающими работниками возлагается на администрацию организации.

Своевременное и качественное выполнение производственных заданий и оптимизация напряженности трудовой деятельности достигаются путем разработки режима труда и отдыха персонала.

Рациональное чередование периодов работы и отдыха на протяжении цикла трудовой деятельности формирует режим труда и отдыха. Он отражается в регламентированном графике выходов на работу в течение недели, месяца, года.

Графики утверждаются руководством эксплуатирующей организации. Графики должны учитывать установленную законом продолжительность рабочего времени на учетный период (не более 40 часов в неделю при пятидневной рабочей неделе в соответствии с ст. 91, 100 Трудового кодекса РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ) и соответствовать режиму производственного процесса, особенностям производства, планируемому фонду времени работы оборудования, предусматривать закрепление оборудования в течение длительного времени за определенными рабочими и бригадами, нормальную передачу смен.

Разработка режима труда и отдыха персонала выполняется с учётом определения сменности и длительности рабочих смен, перерывов на отдых и обед с учётом специфики организации производства.

Режим труда и отдыха на протяжении рабочего периода определяется установленным количеством рабочих дней и часов на этот период, порядком чередования работы в различные смены в соответствии с «Трудовым кодексом Российской Федерации» от 30.12.2001 № 197-ФЗ. Он регламентирует время начала, окончания, продолжительности и порядок чередования смен. Графики должны учитывать продолжительность рабочего времени за учетный период, не превышающий нормального числа рабочих часов, соответствовать режиму производственного процесса, особенностям производства, планируемому фонду работы оборудования и т.д.

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год. При этом общая продолжительность рабочего времени за учетный период не должна превышать нормального числа рабочих часов, установленного Трудовым Кодексом Российской Федерации.

Работодатель обязан вести учет рабочего времени и времени отдыха на каждого работника, работающего вахтовым методом, по месяцам и нарастающим итогам за весь учетный период.

Продолжительность ежедневной работы (смены) не должна превышать 12 часов.

При вахтовом методе организации работ режимы труда и отдыха определяются в зависимости от производства, требующего определенных физических нагрузок, сложности работы, дислокации базовых городов и вахтовых поселков, транспортной схемы доставки персонала.

В рекомендуемых графиках работы продолжительность вахты составляет соответственно – 15 и 30 дней; продолжительность смены - 12 часов.

В состав одной вахты входят 2 смены:

- дневная – с 8.00 часов утра до 20.00 часов;
- ночная – с 20.00 часов до 8.00 часов утра.

– для работников, работающих по пятидневной рабочей неделе, с выходными днями суббота и воскресенье продолжительность смены 8 часов;

При составлении графиков сменности Работодатель учитывает мнение Профсоюзного комитета в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов. Графики сменности доводятся до сведения работников не позднее, чем за один месяц до введений в действия.

В целях оптимизации напряженности трудовой деятельности предусматривается рациональное чередование работы с перерывами на отдых с учетом специфики организации производства.

Перерывы для отдыха и питания должны быть не более 2-х часов и не менее 30 минут (статья 108 Трудового Кодекса РФ).

На объектах с непрерывным производством, где перерыв для отдыха и питания устанавливать нельзя, работникам должна быть предоставлена возможность приема пищи в течение рабочего времени.

Время начала работы каждой смены, начала и окончания обеденного перерыва, окончания работы и другие меры по регламентации труда и отдыха на производстве отражаются в правилах внутреннего трудового распорядка, разработанных на основании типовых правил и введенных в действие в установленном порядке. Длительность и частота труда и отдыха внутри смены устанавливаются в зависимости от характера труда и степени утомляемости рабочих.

Соблюдение такого режима рабочего дня обеспечивает среднюю продолжительность рабочей недели не более 40 часов.

Переработка в течение года компенсируется предоставлением дополнительных дней отдыха.

Продолжительность еженедельного непрерывного отдыха не может быть менее 42 часов (непрерывность здесь означает сумму часов составных частей еженедельного отдыха, включая выходные (выходной) дни в каждой полной календарной неделе) статья 110 ТК РФ.

Правилами внутреннего распорядка и графиками сменности устанавливается время начала и окончания ежедневной работы (ст. 100 ТК РФ № 197-ФЗ), равномерное чередование работников по сменам (ст. 103 ТК РФ № 197-ФЗ), а также время и длительность перерывов для отдыха и питания, продолжительность ежедневного отдыха между сменами и еженедельный непрерывный отдых в пределах, предусмотренных законодательством (ст. 108, 110 ТК РФ № 197-ФЗ).

Достижение нормальной продолжительности рабочего времени на проектируемом объекте согласно статьям 91 и 301 «Трудового Кодекса РФ» от 30.12.2001 № 197-ФЗ обеспечивается следующими мероприятиями:

- работа первой смены не должна начинаться раньше 6 часов по местному времени;
- длительность смены не должна превышать 12 часов;
- продолжительность обеденного перерыва не менее 30 мин.;
- продолжительность ежедневного отдыха между сменами должна быть не менее двойной продолжительности времени работы, предшествующей отдыху.

В соответствии со статьей 109 «Трудового кодекса РФ» работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогревания и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Перерывы предоставляются в зимний период от 8 до 10 минут в течение каждого часа или три перерыва в течение смены от 15 до 20 мин., из них два – во второй половине смены.

Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогревания и отдыха работников.

Для работников, постоянно работающих с видео дисплейными терминалами, установлены регламентированные перерывы. Суммарная продолжительность перерывов за двенадцатичасовую смену должна составлять 80 минут, а восьмичасовую смену – 50 минут, распределенных равномерно по всей продолжительности смены.

Санитарно-бытовое обслуживание и медицинское обеспечение персонала службы эксплуатации осуществляется в соответствии с требованиями охраны труда (ч. 1 ст. 223 ТК РФ).

Персонал службы эксплуатации обеспечен всеми необходимыми помещениями производственно-бытового (душевые, санузлы, гардеробы, столовая и др.) и медицинского назначения на территории комплекса.

Общественное питание организовано в столовой, расположенной на территории предприятия. Питание сменного персонала осуществляется в комнатах приема пищи, расположенных в административно-бытовых вставках производственного здания.

13.3 Профессионально-квалификационный состав работников. Количество рабочих мест

Численность персонала определена на основании действующих нормативных документов Российской Федерации, где учтены степень автоматизации производства, температурная зона района расположения объектов и вахтовый метод организации работ.

Основными нормативными документами при определении персонала являются:

- Нормативы численности рабочих в добыче газа. 2009.

В соответствии с нормативными документами приняты следующие коэффициенты:

- $К_1$ = 1,1 – вахтовый метод организации работ;
- $К_2$ = 1,1 – температурная зона

Укрупненная структура численности персонала по обслуживанию проектируемого комплекса объектов с учетом фактической численности персонала ЦДГ, ГК Уренгойского НГКМ, приведена в таблице 13.1.

Таблица 13.1 – Укрупненная структура численности персонала

п. п.	Наименование	Численность, человек	
		факт	проект
Цех добычи газа, газового конденсата Уренгойского НГКМ			
	Руководители, специалисты	4	-
	Служба добычи нефти и газа Уренгойского НГКМ		
	Служба по эксплуатации дожимных компрессорных станций (ДКС)	25	5
	Служба по переработке газа Уренгойского НГКМ	29	-
	Служба энерготеплоснабжения	44	-
	Механо-ремонтная служба	36	-
	Служба автоматизации производственных процессов	36	-
	Итого	**178**	**5**

На основании выполненных расчетов и проработок, в соответствии с принятыми решениями по организации эксплуатации объектов, общая рекомендуемая дополнительная численность персонала по обслуживанию ДКС, предусмотренных в составе данной проектной документации, составит пять человек.

Наименование профессии – машинист компрессорных установок, диапазон тарифных разрядов – 2-6 (Общероссийский классификатор профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов **ОК 016-2025**).

Группа производственных процессов для персонала согласно классификатору групп производственных процессов по санитарным характеристикам – 1б, 2г (СТО Газпром РД 1.14-139-2005).

Персонал по обслуживанию скважин, кустов скважин и газосборных сетей в количестве одного человека войдет в состав ГП в качестве дополнительного персонала.

Численность персонала одной вахты (для данной стройки) составит 2 человека; численность персонала максимальной смены составит 1 человек. Проектом предусматривается 1 рабочее место.

13.4 Организация и оснащение рабочих мест

Рабочие места для обслуживающего персонала будут располагаться в зданиях: производственно-эксплуатационном блоке (ПЭБ).

Организация и оснащение рабочих зон соответствует требованиям нормативных и правовых актов по охране труда, обеспечивает удобство, оперативность и надежность обслуживания проектируемого объекта.

На каждом рабочем месте у соответствующего персонала находится комплект необходимых инструкций по следующему перечню:

- должностные, для обслуживающего персонала;
- по эксплуатации оборудования;
- по охране труда;
- по пожарной безопасности;
- план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий.

Должностная инструкция является основным организационно-правовым документом, в котором четко определяется место и значение конкретной должности в структуре организации, а именно: задачи, основные права, обязанности и ответственность работника при осуществлении им трудовой деятельности согласно занимаемой должности, предъявляемые к нему квалификационные требования, порядок приема, увольнения, замещения, обеспечение условий для эффективной работы.

Инструкциями по эксплуатации оборудования определяются права, обязанности и ответственность эксплуатационного персонала:

- последовательность операций по пуску, остановке и производству технологический процессов;
- порядок обслуживания сооружений, оборудования, коммуникаций и средств контроля и автоматизации в эксплуатационном режиме, а также при возможных нарушениях нормальной работы;
- меры по технике безопасности;

- персональная ответственность за выполнение операций, предусмотренных должностными инструкциями, а также инструкция по обслуживанию и ремонту оборудования.

Разработка инструкций по охране труда осуществляется на основе требований безопасности, изложенных в эксплуатационной и ремонтной документации предприятий - изготовителей оборудования, а также в технической документации предприятия, с учетом условий межотраслевых (отраслевых) типовых инструкций по охране труда, требований производства.

Каждое предприятие должно иметь общую инструкцию по пожарной безопасности и инструкции для всех взрывоопасных и пожароопасных помещений (участков, цехов, складов и т.д.); все сотрудники предприятия должны ознакомится с этими документами во время противопожарных инструктажей, производственного обучения.

Планы мероприятий разрабатываются в целях обеспечения готовности организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий на таких объектах.

14 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

14.1 Общие положения

Политика АО "АРКТИКГАЗ", а также цели и задачи в области ПБиОТ:

- минимизация рисков и предотвращение угрозы аварийности, травматизма и заболеваемости персонала и населения повсеместно, где это достижимо, с учетом современного уровня развития и возможностей Компании;
- соблюдение требований законодательства РФ, соответствие международным стандартам в этой области
- постоянное улучшение и совершенствование деятельности, поддержание уровня знаний и ответственности персонала к требованиям ПБиОТ.

Безопасная эксплуатация проектируемого объекта, относящегося к опасным производственным объектам, и охрана труда работников обеспечиваются:

- выполнением требований Технических регламентов (Федеральных законов РФ), нормативно-технических документов, отраслевых стандартов и стандартов АО "АРКТИКГАЗ" при разработке решений во всех частях проектной документации;
- ведением авторского надзора проектной организацией, других видов надзора за строительством, предусмотренных действующим законодательством Российской Федерации;
- соблюдением эксплуатационным персоналом требований технологических регламентов, правил безопасности труда, должностных инструкций, инструкций по технике безопасности, других режимных документов предприятия при производстве отдельных видов работ, обслуживании оборудования в штатных и аварийных ситуациях в части обеспечения электробезопасности, пожарной безопасности, безопасности при работе с вредными веществами, отходами производства, нагретыми поверхностями, движущимися и подъемными механизмами, при выполнении газо-и огнеопасных работ и пр., а также при локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций;
- выполнением администрацией предприятия требований по созданию на рабочих местах безопасных условий труда, обеспечением работников бесплатными СИЗ и СИЗОД в соответствии с действующими нормами;
- предоставлением администрацией установленных законодательством и трудовыми соглашениями льгот и компенсаций.

14.2 Решения, направленные на соблюдение требований безопасности и охраны труда

Проектной документацией предусмотрены технологические, технические, конструкторские и строительные решения, разработанные с учетом норм и правил в области промышленной безопасности и охраны труда, действующих в Российской Федерации и на объектах АО "АРКТИКГАЗ", а именно:

- применяемое оборудование имеет конструкцию и компоновку, обеспечивающие условия работы обслуживающего персонала в соответствии с действующими нормами техники безопасности и эргономики (наличие площадок обслуживания соответствующих размеров, доступность мест обслуживания, освещенность, отопление и др.);
- конструкция и форма всех элементов, с которыми обслуживающий персонал осуществляет непосредственный контакт, в процессе трудовой деятельности, соответствуют антропометрическим характеристикам человека и отвечают требованиям ГОСТ 12.2.049. Расположение пультов управления и контроля обеспечивает удобство обслуживания;
- вращающиеся части оборудования имеют закрепленное ограждение;
- общая освещенность в местах размещения технологического оборудования соответствует требованиям СП 52.13330.2016 (СНиП 23-05-95*) "Естественное и искусственное освещение" в зависимости от разряда выполняемой работы;
- герметически закрывающиеся двери обеспечивают лёгкий доступ для обслуживания элементов внутри блоков;
- предусмотрены решения по герметизации оборудования и трубопроводов, защите их от превышения давления, применены автоматические регуляторы давления, системы блокировок, рационально подобраны уплотнительные материалы и прокладки, запорная и регулирующая арматура;
- применено оборудование и аппараты, имеющие соответствующие сертификаты;
- в газоопасных производственных помещениях и технологических зонах установлены датчики газоанализаторов, связанные с системами пуска аварийной вентиляции, звуковой сигнализации и передачи сигналов в помещения управления;
- размеры и компоновка производственных площадок, зданий и сооружений приняты из условия размещения в них необходимого технологического оборудования и коммуникаций с учетом нормальной их эксплуатации, обслуживания и ремонта;
- высота помещений от пола до низа выступающих конструкций принята не менее 2,2 м; высота от пола до низа выступающих частей коммуникаций и оборудования

в местах регулярного прохода людей и на путях эвакуации – не менее 2 м, а в местах нерегулярного прохода людей – не менее 1,8 м;

- для обеспечения безопасной эвакуации персонала планировочными решениями учтены требования взаимного расположения помещений с разными категориями по взрывопожарной опасности в части обеспечения требуемых нормативами пределов огнестойкости ограждающих конструкций, заполнения дверных проемов, количества и расположения эвакуационных выходов;
- количество, ширина и расположение эвакуационных выходов из помещений и зданий соответствуют требованиям СП 1.13130.2020 и СП 56.13330.2021, и обеспечивают своевременную и беспрепятственную эвакуацию, а также защиту людей на путях эвакуации от воздействия опасных факторов пожара;
- предусмотрен комплекс решений и мероприятий по противопожарному водоснабжению, системам автоматической противопожарной защите объектов, молниезащите, обеспечению первичными средствами пожаротушения;
- для всех объектов и оборудования предусмотрено электроснабжение, соответствующей категории согласно ПУЭ;
- оборудование, приборы, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, имеют соответствующие классы взрывозащитные и исполнения;
- предусмотрено обозначение соответствующими знаками и цветами безопасности оборудования, трубопроводов и зон опасностей в соответствии с действующими нормативными документами;
- для выполнения требований промышленной санитарии в части обеспечения комфортных параметров микроклимата на рабочих местах проектными решениями предусмотрены контроль воздуха рабочих зон и воздушной среды, системы вентиляции, отопления, водо-и теплоснабжения, канализации, решения по защите от производственного шума и вибрации, требуемой нормами освещенности рабочих мест и территории площадки.

До ввода проектируемых объектов в эксплуатацию рекомендуется выполнить следующие организационные мероприятия, направленные на обеспечение соблюдения требований по охране труда и безопасности на ОПО:

- провести корректировку эксплуатационной документации (технологических регламентов, правил и инструкций по технике безопасности) с учетом введения в эксплуатацию новых объектов, появления новых рабочих мест;
- внести необходимые изменения в действующие на предприятии ПЛАС, План ЗОГН, Порядок оповещения работников и населения о ЧС природного и техногенного характера, схемы экстренной эвакуации из зданий и территорий площадок и порядок укрытия персонала в особый период в ЗСГО;

- организовать изучение работниками изменений, внесенных в перечисленные документы;
- довести до органов местного самоуправления, администраций населенных пунктов, населения сведения об изменении границ возможных опасных зон и способов защиты населения от опасных факторов аварий;
- провести специальную оценку условий труда новых и существующих рабочих мест (в случае необходимости) в установленном порядке.

При эксплуатации объектов для обеспечения безопасности и выполнения требований по охране труда должны выполняться следующие мероприятия:

- соблюдение руководством и персоналом технологических регламентов производственных процессов, разработанных (откорректированных) и утвержденных в установленном порядке, а также положений должностных инструкций, инструкций по безопасному ведению регламентных работ, а также выполнение правил безопасности, действующих на ОПО;
- организация планового обучения персонала действиям при аварийных и чрезвычайных ситуациях техногенного и природного характера в соответствии с действующими на предприятии режимными документами;
- обеспечение работников необходимыми средствами индивидуальной защиты для выполнения технологических операций и действий в аварийных ситуациях;
- выполнение требований противопожарных норм и соблюдение правил противопожарного режима;
- систематическая диагностика и контроль исправности трубопроводов, оборудования и систем, обеспечивающих безопасность их функционирования;
- планирование и организация проведения всех видов ремонтных работ с соблюдением соответствующих правил безопасности;
- контроль выполнения требований по охране труда со стороны администрации и уполномоченных контролирующих органов с установленной законом периодичностью, анализ и профилактика несчастных случаев на производстве, выполнение других мероприятий;
- выплата оговоренных законодательством компенсаций и установление льгот за вредные условия труда.

Для обеспечения безопасности труда при возможном контакте с вредными веществами предусмотрено:

- применение прогрессивной технологии производства (замкнутый цикл, автоматизация, комплексная механизация, дистанционное управление, автоматический контроль процессов и операций), исключающей/минимизирующий контакт человека с вредными веществами;

- герметизация всех трубопроводов и емкостного оборудования;
- наличие систем местной и общей вентиляции помещений;
- обеспечение работников СИЗ и СИЗОД.

14.3 Обеспечение персонала СИЗ и СИЗОД

Проектными решениями предусматривается эксплуатация оборудования без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Управление и контроль за работой будет осуществляться с операторной, при нормальном режиме эксплуатации оборудования нет необходимости применять СИЗОД. Однако, при проведении ремонтных работ внутри емкостей и в плохо проветриваемых помещениях необходимо использовать изолирующие противогазы, применение фильтрующих противогазов в указанных местах запрещено.

При выборе средств индивидуальной защиты органов дыхания, согласно ФНиП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", необходимо учитывать, что фильтрующие СИЗОД могут применяться в случаях:

- содержание кислорода не менее 19 % (по объему);
- известно количественное содержание газов и паров вредных веществ в воздухе рабочей зоны, и оно не превышает 1,0 % по объему;
- вещество не относится к перечню особо опасных.

Во всех остальных случаях должны применяться изолирующие СИЗОД.

При аварийных ситуациях для покидания зоны опасной для здоровья и жизни, а также для проведения работ в местах, где возможно скопление вредных паров и газов, персонал обеспечивается фильтрующими противогазами марки БКФ и шланговыми противогазами. Противогазы марки БКФ приняты из условия их универсального применения при контакте с опасными веществами, обращающимися на объектах цеха.

После введения проектируемых объектов в действие должен быть создан аварийный запас газозащитных средств (количество и типы) с учетом дополнительной численности работающих, удаленности объекта, специфики выполняемых работ, а также согласован со службой газовой безопасности и утвержден руководителем предприятия.

Аварийный запас в обязательном порядке должен содержать изолирующие противогазы (не менее 25 % от числа работающих), а также газосигнализаторы или газоанализаторы.

Аварийный запас фильтрующих и шланговых противогазов запрещается запирать на замки, фильтрующие противогазы должны храниться в ящике под пломбой, а шланговые – в опломбированных чемоданах. Целостность пломб аварийного запаса проверяется при приеме и сдаче смены обслуживающим персоналом. Наличие и состояние аварийного запаса не реже одного раза в месяц проверяется в соответствии с графиком, утвержденным техническим руководителем. Персонал объекта должен знать места хранения рабочих и аварийных СИЗОД.

Работники должны быть обучены правилам пользования, проверки и хранения СИЗОД. Тренировочные занятия по правилам их применения и проверки должны проводиться по графику, утвержденному техническим руководителем организации, но не реже одного раза в квартал.

Все работы с участием водометанольного раствора должны производиться только с использованием индивидуальных средства защиты (спецодежда, респираторы, резиновые перчатки, защитные очки). В случае аварии на оборудовании с обращающимся водометанольным раствором (ВМР), персонал, занятый на аварийно-ремонтных работах при контакте с ВМР, также должен использовать спецодежду, маску или очки для защиты глаз, прорезиненный фартук, резиновые сапоги, рукавицы и другие СИЗ.

При оказании первой помощи, в случае попадания водометанольного раствора на кожу необходимо снять загрязненную одежду, принять 15-минутный душ с мылом; при возникновении раздражения обратиться к врачу. При попадании ВМР в глаза, нужно немедленно промыть глаза под слабой струей воды в течение 15 минут приподняв нижние и верхние веки, обеспечив промывку всех поверхностей и складок кожи.

При возникновении возможных аварий, связанных с утечкой водометанольного раствора необходимо ликвидировать все источники огня, устранить течь и воспользоваться абсорбирующими материалами. При необходимости локализовать пролитую жидкость барьером или канавкой. Сбор жидкости необходимо осуществлять несгораемыми сорбентами (песок).

К работе с лимонной кислотой допускается только обученный и прошедший специальный инструктаж персонал. Лимонная кислота не токсична, пожаро- и взрывобезопасна, относится к веществам умеренно опасным по степени воздействия на организм человека, однако вызывает раздражение слизистых оболочек и кожных покровов. В связи с чем при попадании лимонной кислоты на кожу ее необходимо смыть сильной струей воды, а при попадании на слизистую оболочку глаз – промыть большим количеством воды.

Все работы с участием лимонной кислоты должны производиться непременно с использованием индивидуальных средства защиты (спецодежда, респираторы, резиновые перчатки, защитные очки) и соблюдении правил личной безопасности труда.

В качестве мер предосторожности выполнена герметизация оборудования с обращающимися ВМР и/или лимонной кислотой, а также соответствующая окраска трубопроводов с указанием на токсичность продукта.

14.4 Бытовое обслуживание трудящихся

Так как проектируемый объект расположен на отдельной площадке на территории существующей УКПГ ачимовских отложений Уренгойского месторождения Самбургского лицензионного участка, строительство которой завершено и объект введён в эксплуатацию,

дополнительных мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда и бытовому обслуживанию трудящихся, в том числе по факторам рабочей среды (шум, вибрация, микроклимат, воздух рабочей зоны и другие факторы), при эксплуатации проектируемых объектов не требуется.

Мероприятия, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда и бытовому обслуживанию трудящихся, в том числе по факторам рабочей среды (шум, вибрация, микроклимат, воздух рабочей зоны и другие факторы) при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства были выполнены в соответствии с ранее разработанной проектной документацией "Обустройство ачимовских отложений Уренгойского месторождения Самбургского лицензионного участка на период ОПЭ", которая получила положительное заключение государственной экспертизы № 875-12/ГГЭ-8211/02 от 14.09.2012.

Данные о вредных факторах производственного процесса представлены в виде санитарно-гигиенической оценки условий труда при воздействии факторов рабочей среды и трудового процесса. Гигиеническая оценка условий труда выполнена для рабочих мест основного производственного персонала, обслуживающего проектируемые объекты.

Необходимо отметить, что в технологических процессах на производстве не применяются вещества, перечисленные в Приложениях 2…6 к "Руководству, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда".

Химический фактор

Основными возможными вредными химическими выделениями в воздух рабочих зон на проектируемых объектах являются: газ, конденсат и ГСМ.

В процессе эксплуатации проектируемых объектов непосредственный контакт работников с вредными веществами исключается за счет применения современного герметичного оборудования, комплексной механизации и автоматизации технологических процессов и операций, средств индивидуальной защиты. Проектные решения по применению средств приточно-вытяжной вентиляции и местных отсосов обеспечивают допустимые значения вредных веществ в воздухе рабочих зон, как в производственных помещениях, так и на территории площадки. Штатные системы вентиляции, предусмотренные заводами-изготовителями, обеспечивают ПДК вредных веществ в воздухе рабочих зон применяемых на объекте блок-боксов.

Из расчетов, выполненных в томе 8.2.1 Раздел 8 "Перечень мероприятий по охране окружающей среды", Часть 2 "Оценка воздействия на атмосферный воздух", видно, что для основного производственного процесса при нормальном режиме эксплуатации оборудования максимальные концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы не превышают ПДК в воздухе рабочих зон.

Биологический фактор

В производственных процессах не применяются патогенные микроорганизмы и препараты, содержащие живые клетки и споры микроорганизмов, перечисленные в таблице 2 Р 2.2.2006-05 "Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда".

Аэрозоли преимущественно фиброгенного действия (АПФД)

На объектах отсутствуют источники АПФД, перечисленные в таблице 3 Р 2.2.2006-05 "Руководство, по гигиенической оценке, …".

Воздействие на органы дыхания сварочного аэрозоля, выделяемого при выполнении сварочных работ в воздух рабочей зоны, нейтрализуется при применении СИЗОД, и не превышает ПДУ.

Допустимые значения концентрации пыли в воздухе рабочих зон обеспечиваются средствами местного отсоса и общеобменной вентиляции помещений.

Виброакустические факторы

Шум

Анализ источников шумового воздействия проектируемых объектов показывает, что основной вклад в шумовое загрязнение производственной зоны вносят проектируемые и существующие агрегаты АВО, ГПА, ТДА, насосное оборудование и факельные установки, шумовые характеристики которых принимаются по данным, предоставленным производителями оборудования.

Оборудование, являющееся источником интенсивного шума, работает круглосуточно, однако без постоянного присутствия персонала и располагается на удалении от зданий и помещений с постоянными рабочими местами. В помещениях, с повышенным уровнем шума, постоянные рабочие места отсутствуют!

Шумовое воздействие на персонал при выполнении им работ на открытых площадках проектируемых объектов является, как правило, непостоянным по уровню шума и времени его воздействия.

Эквивалентный уровень звука является интегральным параметром и устанавливается или при непосредственном инструментальном измерении, или путём расчета по данным результатов замеров (расчетов) и продолжительности воздействия и отражает среднее значение уровня шума за определенный период времени (определяется по логарифмической шкале в децибелах от порога восприятия).

Сводные данные результатов расчета уровня звукового давления и уровня звука возле зданий с наличием постоянных рабочих мест представлены томе 8.1.1, 22.006.1-ООС1.1. Расчетный уровень звукового давления в контрольных точках составил:

- возле здания СЭБ – 47,1÷60,4 дБА,
- возле здания ПЭБ – 60,8÷66,6 дБА,
- возле здания РЭБ – 50,5÷66,4 дБА,

что не превышает предельно допустимых значений для территории рабочей зоны.

Учитывая ограждающие конструкции здания – стены, остекления окон, покрытия, уменьшающие фактические уровни звукового давления от оборудования, установленного на открытых площадках – уровень шума в помещениях будет значительно ниже (на 20–30 дБ) и не будет превышать нормативных значений СП 51.13330.2011 Защита от шума (таблица 1, п.п.1÷3).

В случае необходимости проведения работ в непосредственной близости от корпуса технологического оборудования с повышенным уровнем шумоизлучения работники обязаны использовать средства защиты органов слуха человека (противошумные наушники, противошумовые антифоны, шлемофоны, противошумные вкладыши).

Для уменьшения вредного воздействия на работающий персонал повышенного уровня шума предусмотрено:

- применение модернизированных технических средств (уменьшение шума в источнике его образования и т.д.);
- дистанционное управление;
- обязательное применение средств индивидуальной защиты органов слуха;
- организационные мероприятия (рациональный режим труда и отдыха, сокращение времени воздействия - «защита временем», лечебно-профилактические мероприятия).

Таким образом, расчеты (выполненные в томе 8.1.1, 22.006.1-ООС1.1) и анализ их результатов показали, что при дистанционной форме обслуживания проектируемых объектов и их периодическом обходе максимально эквивалентный уровень звука для работников, обслуживающих технологическое оборудование с повышенным уровнем шумоизлучения, за 12 часовой рабочий день (смену) не превышает 80 дБА. Т.е. уровни звукового давления и уровень шума в помещениях и на территориях производственных площадок в местах передвижения обслуживающего персонала не превышают предельно допустимых значений.

Вибрация общая и локальная

Основным источником общей вибрации на проектируемых объектах является насосное и компрессорное оборудование. На производственных площадках вибрация в основном воздействует на персонал, непосредственно обслуживающий указанное оборудование. Передача вибрации на другие рабочие места не происходит, в связи с тем, что они находятся на расстоянии от источников вибрации (которые установлены на виброизолирующих основаниях), обеспечивающем практически полное исключение воздействие данного фактора на трудящихся.

Для снижения амплитуды колебаний оборудования, а также уменьшению уровней вибрации по воздействию на обслуживающий персонал и конструкции зданий, предусмотрены конструктивные мероприятия:

- фундаменты машин с динамическими нагрузками по периметру отделены сквозным швом от смежных фундаментов здания, а также от пола;
- отдельное вентиляционное оборудование – вентиляторы установлены на виброизоляторах (виброгасителях);
- монтаж оборудования на фундаментах выполняется в соответствии с инструкциями по монтажу заводов-изготовителей с соблюдением требуемой соосности и центровки, при необходимости, под контролем представителей шефмонтажа с заводов - поставщиков оборудования;
- своевременный и качественный профилактический осмотр, и ремонт оборудования.

Кроме того, время нахождения работников, обслуживающих технологическое оборудование, в местах возникновения вибраций при проведении профилактических осмотров, как правило, незначительно и вибрационное воздействие на них будет находиться в пределах допустимых величин.

Локальной вибрации, возникающей преимущественно при работе с ручным электроинструментом, подвергается вспомогательный персонал. Электроинструмент используется периодически, следовательно, воздействие локальной вибрации не будет превышать ПДУ.

Для предотвращения вредного влияния на персонал локальной вибрации, все применяемые инструменты должны соответствовать требованиям СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда»; СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания». Запрещается использование новых ручных инструментов без гигиенической оценки безопасности (гигиенического сертификата), а также использование ручных инструментов, находящихся в неисправном состоянии, технические характеристики которых не соответствуют требованиям действующих СанПиН.

Таким образом, в ПД предусмотрены следующие необходимые мероприятия для устранения вредного воздействия вибрации на работающих:

- снижение вибрации в источнике ее образования;
- уменьшение вибрации на пути ее распространения средствами виброизоляции и вибропоглащения;
- дистанционное управление, исключающее передачу вибрации на рабочие места;
- применение сертифицированных средств индивидуальной защиты;
- организационные мероприятия (рациональные режимы труда и отдыха, лечебно-профилактические и другие мероприятия).

Исходя из выше изложенного, воздействие вибрации на персонал не будет превышать ПДУ.

Инфразвук, ультразвук

В процессе производства оборудование, излучающее колебания вне порогов слышимости, не используется. Таким образом, персонал не работает с оборудованием, являющимся источником воздушного и контактного ультразвука.

Микроклимат

Показатели микроклимата обеспечивают сохранение теплового баланса человека (работника) с окружающей средой и поддержание оптимального или допустимого теплового состояния организма.

В соответствии с принятыми решениями в проектируемых производственных помещениях для обеспечения в рабочей зоне нормативных показателей микроклимата предусмотрены системы отопления, вентиляции воздуха, которые обеспечивают допустимые значения параметров воздуха для производственных помещений, соответствующие требованиям. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

Работы в условиях охлаждающей среды (на открытых территориях в холодное время года) проводятся при соблюдении требований к мерам защиты от охлаждения.

Средняя температура воздуха зимних месяцев в районе расположения объектов строительства составляет в: декабре – 24,0 °С, январе – 26.4 °С и феврале – 26.4 °С. Средней за указанный период является температура воздуха, равная – 25.6 °С, что согласно таблицам 8-9 "Руководства, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда" соответствует классу условий труда работающих по показателям микроклимата 3.2.

Однако, при нормальном режиме эксплуатации проектируемых объектов, работники основную часть рабочего времени находятся в производственных и административно-бытовых помещениях, в которые системы вентиляции и отопления обеспечивают показатели микроклимата, соответствующие не ниже 2 класса условий труда. Для периодического пребывания на открытых площадках в холодный период года, обслуживающий персонал обеспечивается комплектом специальной теплой одежды в соответствии с нормами выдачи СИЗ и СИЗОД.

В целях более быстрой нормализации теплового состояния и меньшей скорости охлаждения организма в последующий период пребывания на холоде, в предусмотренных на территории объекта помещениях для обогрева рекомендуется снимать верхнюю утепленную одежду.

Световая среда

Нормы освещенности для объектов ДКС приняты в соответствии с разрядами зрительных работ согласно СП 52.13330.2016 и СанПиН 1.2.3685-21.

Для наружного освещения:

– на площадках обслуживания технологического оборудования – 5 лк;

– проходы, проезды – 1,0 лк.

Для рабочего освещения помещений принимаются следующие значения:

– насосные, электрощитовые, АДЭС, БКТП и другие производственные помещения с периодическим пребыванием обслуживающего персонала – 100 лк;
– вспомогательные помещения, венткамеры – 20, 50, 75 лк.

Эвакуационное освещение обеспечивает освещенность на полу основных проходов (на земле) и на ступенях лестниц: в помещениях - 0,5 лк, на открытых территориях - 0,2 лк.

Количество и мощность осветительной аппаратуры для каждого помещения определены согласно СП 52.13330.2016 в соответствии с нормированными величинами освещенности в зависимости от разряда зрительных работ, выполняемых в каждом конкретном помещении.

Для компенсации недостаточности солнечного света, в местах постоянного размещения персонала рекомендуется использовать газоразрядные лампы, обогащенные ультрафиолетом.

Класс условий труда по показателям световой среды рабочих мест обслуживающего персонала является допустимым.

Неионизирующие электромагнитные поля и излучения

Оборудование, показатели излучения магнитного, электрического и электростатического полей которого превышают ПДУ, обслуживается периодически в соответствии с допустимыми нормами.

На рабочих местах пользователей ПЭВМ параметры электромагнитных излучений не превышают ПДУ. Для предотвращения образования и защиты от статического электричества в помещениях, где установлены компьютеры, необходимо применять нейтрализаторы и увлажнители (можно разместить вблизи компьютера цветы или аквариум).

При организации АРМ в существующих помещениях с постоянными рабочими местами будут учтены требования СП 2.4.3648-20.

Класс условий труда по электромагнитным полям и излучениям и электрическим полям промышленной частоты на рабочих местах работников, обслуживающих проектируемые объекты – 2 (допустимый).

Работа с источниками ионизирующих излучений

Источники техногенного ионизирующего излучения на проектируемых объектах отсутствуют.

Тяжесть и напряженность трудового процесса

Оценка тяжести и напряженности трудового процесса работников выполнена в соответствии с таблицами 17 и 18 Р 2.2.2006-05 "Руководство по гигиенической оценке …" с учетом категорий выполняемых эксплуатационным персоналом работ – Iа, Iб, IIа, IIб

(Приложение 1 к СанПиН 2.2.4.548-96). СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»

Для снижения тяжести и напряженности труда персонала, обеспечения их допустимых значений данным проектом даны рекомендации по:

- организации производственных процессов (механизация и автоматизация операций);
- правильной организации рабочих мест;
- чередованию выполняемых операций;
- рациональному режиму труда и отдыха, замена более высокого темпа менее интенсивным;
- совершенствованию форм и частоты передаваемой информации;
- повышению уровня профессиональной подготовки и квалификации.

Правильное расположение и компоновка рабочего места, обеспечение удобной позы и свободы трудовых движений, использование оборудования, отвечающего требованиям эргономики и инженерной психологии, обеспечивают наиболее эффективный трудовой процесс, уменьшают утомляемость и предотвращают опасность возникновения профессиональных заболеваний.

Общая гигиеническая оценка условий труда

Общая оценка условий труда работников, обслуживающих объекты УКПГ по степени вредности и опасности выполнена с учетом рекомендаций раздела 5.11 Р 2.2.2006-05 "Руководство по гигиенической оценке …" и приведена в таблице 14.1.

Таблица 14.1 – Общая оценка условий труда обслуживающего персонала по степени вредности и опасности

Факторы		Классы условий труда						
		оптимальный	допустимый	вредный				Опасный (экстремальный)
		1	2	3.1	3.2	3.3	4.3	4
Химический			◙					
Биологический		◙						
Аэрозоли ПФД			◙					
Акустические	шум		◙					
	инфразвук	◙						
	ультразвук воздушный	◙						
Вибрация	общая		◙					
	локальная		◙					
Ультразвук контактный		◙						
Неионизирующие излучения			◙					
Ионизирующие излучения		◙						
Микроклимат			◙					

Освещение		◙					
Тяжесть труда		◙					
Напряженность труда		◙					
Общая оценка условий труда		◙					

Результаты выполненной оценки показывают, что при реализации предусмотренных проектной документацией решений (строительных, архитектурных, технологических и т. д.), выполнении эксплуатационным персоналом мероприятий и инструкций по охране труда, требований руководящих документов, инструкций по организации производства, применении соответствующих средств индивидуальной защиты на рабочих местах обеспечиваются допустимые и безопасные условия труда.

Однако, решение по общей оценке, условий труда персонала, целесообразно принять по результатам фактических замеров при проведении специальной оценки условий труда после ввода объекта в эксплуатацию, в соответствии с ФЗ-426 "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013.

Итоговая гигиеническая оценка условий труда персонала устанавливается по наиболее высокому классу вредности в соответствии с приложением № 22 к "Методике проведения специальной оценки условий труда".

В случае выявления отклонений от санитарно-гигиенических норм и установления степени вредности и опасности факторов производственной среды, работникам предусматриваются льготы и компенсации в установленном законодательством порядке.

15 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ

15.1 Описание автоматизированных систем управления технологическим процессом

Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП) состоит из следующих систем:

- распределенная система управления (РСУ);
- система противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ);
- система пожарной автоматики (СПА);
- система контроля загазованности (СКЗ).

Все подсистемы АСУ ТП функционируют независимо друг от друга, при этом они могут осуществлять обмен необходимой информацией между собой по физическим и/или межмашинным интерфейсам.

АСУ ТП построена по иерархическому принципу и включает следующие уровни управления:

- Полевой уровень (уровень КИП и А) — включает датчики, контрольно-измерительные приборы и исполнительные механизмы, непосредственно взаимодействующие с технологическим оборудованием.
- Средний уровень (уровень САУ) — реализуется на базе резервированных программируемых логических контроллеров (ПЛК), обеспечивающих выполнение алгоритмов автоматического управления, блокировок и защит.
- Верхний уровень (уровень ОПС) — включает серверное оборудование и автоматизированные рабочие места операторов, обеспечивая мониторинг, управление, визуализацию, хранение и анализ технологических данных.

Оснащение технологических объектов датчиками, преобразователями, исполнительными механизмами и другой аппаратурой позволяет осуществлять следующие основные функции по управлению и контролю за объектами автоматизации:

- индикацию и регистрацию режимных и учётных технологических параметров;
- автоматическое регулирование режимных технологических параметров;
- сигнализацию предупредительную об отклонениях от нормы режимных технологических параметров;
- сигнализацию предаварийную о предельных значениях технологических параметров;
- автоматическое и дистанционное управление приводами основных механизмов, защиты и блокировки при возникновении аварийных ситуаций;

- сигнализацию исполнительную о состоянии приводов ("включено – отключено") и исполнительных механизмов ("открыто – закрыто");
- контроль загазованности во взрывоопасных помещениях и на наружных установках со светозвуковой сигнализацией (по месту и в операторной) и отключением технологического оборудования при достижении 50 % НКПРП;
- дополнительный контроль содержания вредных веществ, превышающего допустимую концентрацию в воздухе рабочей зоны, с помощью переносных газоанализаторов при выполнении работ на территории данного объекта;
- контроль параметров, обеспечивающих выполнение требований техники безопасности и охраны окружающей природной среды.

Подробное описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе и функций АСУ ТП приведено в томах: 6.3.1 "Автоматизированная система управления. Общие технические решения" (2022-633-ЮНГГ-П-ТР3.1) и 6.3.2 "Технологические решения. Автоматизированная система управления. ИАСУТП" разработки НПП "ГКС" (2022-633-ЮНГГ-П-ТР3.2).

15.2 Описание систем противоаварийной защиты

Система противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ) предназначена для обеспечения взрывобезопасности проектируемых технологических объектов (ГПА 7-10, блока подготовки газов 2БПГ, станции насосной утилизационной), предупреждения возникновения аварийных ситуаций, их локализации во всех режимах работы, обеспечения безопасной остановки или перевода технологического процесса в безопасное состояние в автоматическом режиме по аварийным сигналам (загазованность, пожар и т.д.) и от дистанционных кнопок (команд) оператора.

Система ПАЗ выполняет следующие функции:

- Автоматическая защита оборудования и персонала: ПАЗ обеспечивает предотвращение развития аварийных ситуаций путём перевода технологического процесса в безопасное состояние на основании анализа контролируемых технологических параметров, при выходе которых за предельно допустимые значения, определённые технологическим регламентом.
- Аварийный останов оборудования: Подсистема реализует алгоритмы аварийного останова, в том числе объектов ДКС (дожимных компрессорных станций), в автоматическом режиме при наступлении условий, представляющих угрозу безопасности.
- Определение первопричины срабатывания: Система осуществляет диагностику первопричины срабатывания защиты с указанием идентификатора контролируемого параметра, сопровождая это

формированием сообщения оператору и регистрацией события в журнале аварийных сообщений.

- Протоколирование событий: Формируется журнал событий срабатываний защит и блокировок, а также отчётность по аварийным сообщениям.

ПАЗ передаёт сигналы аварийной сигнализации и отчётные данные в сеть распределённой системы управления (РСУ) для отображения информации на операторских рабочих станциях. При этом обеспечивается независимость функционирования ПАЗ от РСУ.

ПАЗ реализуется на конструктивно выделенных программно-технических средствах, не зависящих от оборудования и каналов связи РСУ.

Оборудование ПАЗ — включая датчики, исполнительные механизмы, кабельные линии и средства отбора среды — формирует независимый контур защиты.

Подсистема оснащается встроенными средствами тестирования оборудования, входящего в контур защиты, в соответствии с заданным уровнем безопасности (SIL), что подтверждается проектной документацией.

Таблица 15.1 – Перечень основных блокировок и сигнализаций подсистемы ПАЗ

Условия срабатывания	Действия
1. Пожар на наружной площадке компрессорного цеха. 2. Пожар в помещении (ангаре) ГПА (не менее чем на двух ГПА). 3. Пожар в БПГ. 4. Загазованность более 20% НКПВ помещении (ангаре) ГПА (не менее чем на двух ГПА). 5. Загазованность более 50% НКПВ на наружной установке ДКС. 6. Аварийно минимальное давление газа PALL=80% от Рн во входном трубопроводе ДКС. 7. Аварийно минимальное давление газа PALL=80% от Рн в выходном трубопроводе ДКС. 8. Аварийно минимальное давление газа PALL=80% от Рн во всасывающем закольцованном коллекторе вдоль КЦ. 9. Аварийно минимальное давление газа PALL=80% от Рн в нагнетательном закольцованном коллекторе вдоль КЦ. 10. По решению оператора от кнопки. 11. Аварийный останов ДКС(1,3 этапы) с эвакуацией продукта	Аварийный останов ДКС (4-й этап) с эвакуацией продукта "АОсс"
1. Загазованность более 50% НКПВ в установке первичной сепарации пластового газа. 2. Загазованности более 50% НКПВ в БПГ (при этом – аварийный останов БПГ с эвакуацией продукта). 3. Авария в БПГ. 4. Аварийно максимальное давление газа РАНН=95% от Ррасч во входном трубопроводе ДКС. 5. Аварийно максимальное давление газа РАНН=95% от Ррасч в выходном трубопроводе ДКС.	Аварийный останов ДКС(4-й этап) без эвакуации продукта "АОбс"

6. Аварийно максимальное давление газа РАНН=95% от Ррасч во всасывающем закольцованном коллекторе вдоль КЦ. 7. Аварийно максимальное давление газа РАНН=95% от Ррасч в нагнетательном закольцованном коллекторе вдоль КЦ. 8. Аварийно максимальная температура газа ТАНН=55 °С в выходном трубопроводе ДКС. 9. Аварийно максимальная температура газа ТАНН=55 °С в нагнетательном закольцованном коллекторе вдоль КЦ. 10. По решению оператора от кнопки. 11. Аварийный останов ДКС(1,3 этапы) без эвакуации продукта	
Блокировки ПАЗ ГПА	
1. При давлении 0,8*Ртех в обвязке ГПА 2. При аварийно-высокой температуре газа на нагнетании (датчики в укрытии ГПА) 3. При достижении 20 % НКПРП по метану в укрытии компрессора ГПА на двух датчиках и при 40% на одном датчике 4. При достижении 50 % НКПРП по метану, конденсату, метанолу на наружных установках обвязки ГПА 5. Пожар в укрытии ГПА. Пожар на наружных установках обвязки ГПА 6. По алгоритмам разработчика ГПА 7. При прекращении подачи буферного газа	Аварийный останов ГПА с эвакуацией продукта
1. При давлении 1,1*Ртех в обвязке ГПА 2. По алгоритмам разработчика ГПА	Аварийный останов ГПА без эвакуации продукта

16 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ.

В период эксплуатации проектируемых объектов воздействие на атмосферный воздух происходит за счет выбросов от технологического оборудования ДКС. Воздействие является запланированным и его интенсивность определяется проектными решениями.

Источники загрязнения атмосферы в период эксплуатации проектируемых объектов располагаются на площадке ДКС.

При эксплуатации проектируемых объектов источниками загрязнения атмосферы будут являться:

- дымовые трубы ГПА;
- свечи маслобаков двигателей и компрессоров ГПА;
- свечи “сухих” газодинамических уплотнений ГПА;
- неорганизованные выбросы за счет утечек через неплотности фланцев, установленных в обвязке оборудования и на трубопроводах, расположенных на открытых площадках;
- вентиляционные трубы от укрытий ГПА, УПГ, насосной масел;
- свечи блока емкостей отстойников масла БЕ;
- дыхательная арматура проектируемых дренажных емкостей Е-1 ГПА, существующей емкости дренажной Е-5 маслохозяйства, существующих емкостей чистого масла Е-3-1 ÷ Е-3-4, существующих емкостей отработанного масла Е-4-1, Е-4-2, существующейдренажной емкости Е-5, емкостей аварийного слива дизтоплива 2Е-7;
- дымовые трубы водогрейных котлов установки подготовки газов;
- от дымовых труб аварийных ДЭС;
- через свечи маслобаков и топливных баков аварийных ДЭС;
- существующие факела высокого и низкого давлений УКПГ;
- свечи стравливания.

При эксплуатации проектируемых объектов дополнительно в атмосферу поступят:

- азот (II) оксид и азота диоксид, углерода оксид – с дымовыми газами ГПА;
- пары масла минерального нефтяного – от свечей маслобаков двигателей и компрессоров ГПА, при дыхании емкостей масла, от свечей маслобаков аварийных ДЭС;
- метан, смесь углеводородов предельных C_1-C_5, смесь углеводородов предельных C_6-C_{10}, метанол – от свечей “сухих“ газодинамических уплотнений ГПА, при стравливании газа при останове ГПА, с вентвыбросами от ангаров ГПА, за счет утечек через неплотности фланцев, установленных в обвязке ГПА, за счет утечек через неплотности фланцев оборудования и

трубопроводов, расположенных на открытой площадке, от свечей стравливания газа при опорожнении и пуске ДКС;

- азот (II) оксид и азота диоксид, углерода оксид, бенз(α)пирен – с дымовыми газами водогрейных котлов 2БПГ;
- азот (II) оксид и азота диоксид, углерода оксид, углерод (сажа), керосин – с дымовыми газами АДЭС;
- азот (II) оксид и азота диоксид, углерод (сажа), углерода оксид, метан – с дымовыми газами факелов высокого и низкого давлений;
- алканы C_{12}-C_{19}, дигидросульфид (сероводород) – при дыхании топливных баков аварийных ДЭС, емкостей аварийного слива дизтоплива, за счет утечек через неплотности фланцев, установленных в на топливопроводах к ДЭС.

В Таблица 16.1 приведен перечень загрязняющих веществ, дополнительно поступающих в атмосферу при эксплуатации проектируемых объектов.

Таблица 16.1 - Перечень загрязняющих веществ, дополнительно поступающих в атмосферу при эксплуатации проектируемых объектов

Загрязняющее вещество		Вид ПДК	Значение ПДК (ОБУВ), мг/м3	Класс опасности
код	наименование			
0301	Азота диоксид	ПДК м/р ПДК с/с ПДК с/г	0,2 0,1 0,04	3
0304	Азот (II) оксид	ПДК м/р ПДК с/с ПДК с/г	0,4 -- 0,06	3
0328	Углерод (Пигмент черный)	ПДК м/р ПДК с/с ПДК с/г	0,15 0,05 0,025	3
0330	Сера диоксид	ПДК м/р ПДК с/с ПДК с/г	0,5 0,05 --	3
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	ПДК м/р ПДК с/с ПДК с/г	0,008 -- 0,002	2
0337	Углерода оксид	ПДК м/р ПДК с/с ПДК с/г	5,0 3,0 3,0	4
0410	Метан	ОБУВ	50,0	-
0415	Смесь предельных углеводородов С1Н4-С5Н12	ПДК м/р ПДК с/с ПДК с/г	200,0 50,0 --	4
0416	Смесь предельных углеводородов С6Н14-С10Н22	ПДК м/р ПДК с/с ПДК с/г	50,0 5,0 --	3
0703	Бенз/а/пирен	ПДК м/р ПДК с/с ПДК с/г	-- 1,00e-06 1,00e-06	1
1052	Метанол	ПДК м/р ПДК с/с ПДК с/г	1,0 0,5 0,2	3
1325	Формальдегид	ПДК м/р ПДК с/с ПДК с/г	0,05 0,01 0,003	2
2732	Керосин	ОБУВ	1,2	-
2735	Масло минеральное нефтяное	ОБУВ	0,05	-
2754	Алканы С12-19 (в пересчете на С)	ПДК м/р ПДК с/с ПДК с/г	1,0 -- --	4

Загрязняющее вещество		Вид ПДК	Значение ПДК (ОБУВ), мг/м3	Класс опасности
код	наименование			
Всего веществ: 15				
в том числе твердых: 2				
жидких/газообразных: 13				

Природно-климатическая характеристика, оценка воздействия на атмосферный воздух и перечень соответствующих природоохранных мероприятий приводятся в настоящей проектной документации в Разделе 8 "Мероприятия по охране окружающей среды", Том 8.1.1 (2022-633-ЮНГГ-П-ООС1.1), Том 8.2.1. (2022-633-ЮНГГ-П-ООС2.1).

17 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха направлены на обеспечение соблюдения нормативов качества воздуха рабочей зоны и предотвращение неконтролируемых вредных выбросов в атмосферу.

Мероприятия по снижению воздействия на воздушную среду в период эксплуатации сводятся к следующему:

- использование герметичного оборудования, арматуры, трубопроводов преимущественно цельносварной конструкции с минимальным количеством соединяемых элементов для минимизации утечек газов через неплотности;
- использование технологического оборудования, трубопроводов и арматуры, выбранных в соответствии с требованиями безопасности к прочности и коррозионной стойкости материалов к рабочим средам;
- оснащение технологического оборудования средствами контроля, автоматики, предохранительной арматурой, обеспечивающими надежность и безаварийность работы;
- осуществление плановых или аварийных сбросов горючих газов в атмосферу через факельную систему;
- комплектация системы аварийного освобождения аппаратов на факел запорными быстродействующими устройствами;
- оснащение емкостей, содержащих легколетучие углеводороды, дыхательной обвязкой с выводом в факельный коллектор;
- оснащение емкостей с ГСМ дыхательными клапанами с огнепреградителями;
- осуществление деятельности с соблюдением положений стандартов компании и требований нормативных документов в области охраны окружающей среды.

18 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ

Сведения об использовании отходов производства. оценка воздействия при обращении с отходами и перечень соответствующих природоохранных мероприятий приводятся в настоящей проектной документации в Разделе 8 "Мероприятия по охране окружающей среды", Том 8.1.1 (2022-633-ЮНГГ-П-ООС1.1), Том 8.2.1. (2022-633-ЮНГГ-П-ООС2.1).

19 СВЕДЕНИЯ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ СТОКОВ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ СБРОСОВ СТОКОВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Сведения о количестве и составе стоков, а также мероприятия по предотвращению сбросов стоков в окружающую среду приведены в томах 2022-633-ЮНГГ-П-ИОС2.1 и 2022-633-ЮНГГ-П-ИОС3.1

20 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ СОБЛЮДЕНИЯ УСТАНОВЛЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ К УСТРОЙСТВАМ, ТЕХНОЛОГИЯМ И МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ИСКЛЮЧИТЬ НЕРАЦИОНАЛЬНЫЙ РАСХОД ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Проектом предусматривается ряд мероприятий по обеспечению энергетической эффективности технологии, используемой на проектируемых установках, перечень которых приведен ниже:

- применение закрытой дренажной системы, которая позволяет возвращать в технологический процесс углеводородный конденсат, сокращая тем самым энергетические затраты на его воспроизводство;
- для компенсации теплопотерь предусмотрена тепловая изоляция оборудования и трубопроводов;
- диаметры трубопроводов определены из условий выбора оптимальной скорости с целью минимизации гидравлических потерь и шума;
- предусмотрено наиболее рациональное размещение технологического оборудования;
- применение герметичного насосного оборудования, которое значительно снижает утечки перекачиваемых продуктов.

Снижение расхода электроэнергии достигается путем применения энергосберегающих технологий, применения более совершенного оборудования, повышения производительности действующего оборудования, уменьшения потерь в системе электроснабжения.

Основной задачей разработки и осуществления мероприятий по экономии электроэнергии является сокращение потерь электроэнергии в установках потребителей. К ним относятся не только потери в агрегатах и электрических сетях, которые неизбежны в процессе преобразования электроэнергии, но и дополнительные потери, вызываемые несоответствием фактической загрузки агрегатов их номинальной мощности или нерациональными режимами работы оборудования. Поэтому все мероприятия по регулированию электропотребления разработаны совместно с технологическими факторами.

Предусматриваются следующие мероприятия, обеспечивающие экономию электроэнергии на объектах:

- применение современного энергосберегающего оборудования и материалов;
- оптимальный подбор мощности электродвигателей;
- размещение трансформаторных подстанций вблизи электрических нагрузок;

- использование частотных регуляторов для электроприводов АВО газа и ряда технологических электроприводов;
- рациональное использование осветительных установок;
- применение энергосберегающих нагревательных кабелей;
- учет расхода электроэнергии.

Выбор светильников и мощность электрических ламп освещения помещений, зданий и сооружений на объектах месторождения произведены в соответствии с СП 52.13330.2016 в зависимости от величины, нормируемой освещенности помещений и рабочих мест по обслуживанию технологического оборудования. В качестве источников света применены светильники со светодиодными модулями.

В помещениях устанавливается необходимое количество выключателей, обеспечивающих включение минимально необходимого числа светильников в рабочей зоне.

Наружное освещение, кроме централизованного управления, имеет автоматическое управление от фотореле, что дает возможность рационально управлять освещением в зависимости от естественной освещенности и тем самым экономно расходовать электроэнергию на эти нужды.

В целях минимизации потерь при передаче электроэнергии до потребителя оптимизировано расположение устройства распределительной сети. Длины проводников от питающих пунктов до электроприемников приняты по возможности минимальными. В распределительных и питающих электрических сетях используются медные проводники. Выбранные сечения проводников обеспечивают допустимую потерю напряжения до электроприемников, что увеличивает срок службы электродвигателей (при снижении напряжения повышается потребляемый ток от сети, что влечет разогрев обмотки и снижение срока службы электродвигателей).

Также, для минимизации потерь при передаче электроэнергии из энергосистемы и для повышения коэффициента мощности предусмотрены мероприятия по компенсации реактивной мощности – применение на стороне 0,4 кВ комплектных конденсаторных установок с автоматическим регулированием коэффициента мощности и антирезонансными фильтрами. Коэффициент мощности с учетом компенсации составляет – 0,98.

Для электрообогрева наружного технологического оборудования и коммуникаций, в основном, применены саморегулируемые греющие кабели. Указанные кабели позволяют автоматически поддерживать требуемую температуру обогреваемого оборудования и трубопроводов в зависимости от температуры окружающей среды и тем самым оптимизировать расход электрической энергии на нужды электрообогрева.

Регулярный учет расхода энергии дает возможность эксплуатационному персоналу проводить анализ потребляемой электроэнергии в различных режимах работы оборудования и выявлять места, где возможна дополнительная экономия электроэнергии. Для контроля за расходом электроэнергии в КТП №13 6/0,4 кВ "ДКС" и КТП №14 6/0,4 кВ

"ДКС" предусмотрена установка счётчиков технического учёта электроэнергии. Для системы технического учёта электроэнергии применены электронные счётчики с классом точности 0,5S. Регулярный учет расхода энергии дает возможность эксплуатационному персоналу проводить анализ потребляемой электроэнергии в различных режимах работы оборудования и выявлять места, где возможна дополнительная экономия электроэнергии.

Размещение приборов учета электроэнергии предусмотрено:

- на вводах 0,4 кВ в КТП;
- на отходящих линиях шкафов НКУ-0,4 кВ КТП (приборы учета располагаются в отдельных шкафах учета электроэнергии КТП №13 и КТП №14);
- на вводах НКУ-0,4 кВ ГПА;
- на вводах 0,4 кВ АДЭС.

Микропроцессорные счетчики электроэнергии приняты с интерфейсными выходами, с помощью которых обеспечивается передача информации о расходе активной, реактивной электроэнергии и других параметрах электрической сети в автоматизированную систему управления энергоснабжением АСУ Э.

21 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ФУНКЦИОНАЛЬНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ, КОНСТРУКТИВНЫХ И ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ОБЪЕКТАХ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ, В ЧАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СООТВЕТСТВИЯ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ТРЕБОВАНИЯМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯМ ОСНАЩЕННОСТИ ИХ ПРИБОРАМИ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Технологическое оборудование вновь проектируемых установок ДКС(4-й этап), в основном, размещается на открытой площадке. Исключение составляют ГПА №7- №10, размещаемые в отапливаемых укрытиях, а также Блок подготовки газов 2БПГ.

Другие технологические потребители электроэнергии, размещаемые в помещении, отсутствуют.

На открытой площадке размещаются фильтр-сепараторы и аппараты воздушного охлаждения.

В холодное время года ряд технологических трубопроводов подлежат электрообогреву.

Снижение расхода электроэнергии достигается путем применения энергосберегающих технологий, применения более совершенного оборудования, повышения производительности действующего оборудования, уменьшения потерь в системе электроснабжения.

Основной задачей разработки и осуществления мероприятий по экономии электроэнергии является сокращение потерь электроэнергии в установках потребителей. К ним относятся не только потери в агрегатах и электрических сетях, которые неизбежны в процессе преобразования электроэнергии, но и дополнительные потери, вызываемые несоответствием фактической загрузки агрегатов их номинальной мощности или нерациональными режимами работы оборудования. Поэтому все мероприятия по регулированию электропотребления разработаны совместно с технологическими факторами.

Проектом предусматриваются микропроцессорные счетчики электроэнергии для выполнения технического учета активной и реактивной электроэнергии для контроля её расхода на проектируемых объектах.

Микропроцессорные счетчики электроэнергии приняты с интерфейсным выходом, что обеспечит возможность передачи информации в автоматизированную систему управления и распределения электроэнергией АСУ Э.

Размещение приборов учета электроэнергии предусмотрено:

- на вводах 0,4 кВ в КТП;

- на отходящих линиях шкафов НКУ-0,4 кВ КТП (приборы учета располагаются в отдельных шкафах учета электроэнергии КТП №13 и КТП №14);
- на вводах НКУ-0,4 кВ ГПА;
- на вводах 0,4 кВ АДЭС.

22 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ

В соответствии с Федеральным законом от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений", здания и сооружения спроектированы таким образом, чтобы в процессе их эксплуатации исключалась возможность возникновения пожара, обеспечивалось предотвращение или ограничение опасности задымления зданий и сооружений при пожаре и воздействия опасных факторов пожара на людей и имущество, обеспечивались защита людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение последствий воздействия опасных факторов пожара на здания или сооружения, а также чтобы в случае возникновения пожара соблюдались следующие требования:

- сохранение устойчивости зданий и сооружений, а также прочности несущих строительных конструкций в течение времени, необходимого для эвакуации людей и выполнения других действий, направленных на сокращение ущерба от пожара;
- ограничение образования и распространения опасных факторов пожара в пределах очага пожара;
- нераспространение пожара на соседние здания и сооружения;
- эвакуация людей (с учетом особенностей инвалидов и других групп населения с ограниченными возможностями передвижения) в безопасную зону до нанесения вреда их жизни и здоровью вследствие воздействия опасных факторов пожара;
- возможность доступа личного состава подразделений пожарной охраны и доставки средств пожаротушения в любое помещение здания или сооружения;
- возможность подачи огнетушащих веществ в очаг пожара;
- возможность проведения мероприятий по спасению людей и сокращению наносимого пожаром ущерба имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни и здоровью животных и растений.

22.1 Описание и обоснование проектируемых инженерных систем по контролю и предупреждению возникновения потенциальных аварий и систем связи

В соответствии с Заданием на проектирование, Техническими условиями на интеграцию проектируемых систем связи по объекту "Обустройство ачимовских отложений Уренгойского месторождения Самбургского ЛУ. ДКС. 4-й этап”, нормативными документами, для осуществления оперативного контроля и диспетчерского управления работой

персонала рассматриваемой производственной площадки и обеспечения аварийной связи и оповещения, обеспечивающих информирование работников о возможной опасности, о чрезвычайных ситуациях техногенного и природного характера томом 5.5.1, 2022-633-ЮНГГ-П-ИОС5.1 предусмотрены следующие виды связи:

- автоматическая телефонная связь(периферия);
- система подвижной УКВ радиосвязи (периферия);
- система громкоговорящей связи и оповещения (периферия);
- сегмент локальной вычислительной сети;
- структурированная кабельная система;
- внутриплощадочные линейно-кабельные сооружения.
- внеплощадочные линейно-кабельные сооружения.

В соответствии с ТУ организация сети диспетчерской связи проектируемой площадки выполнена на базе системы телефонной связи, организована телефонизация Здания блока управления и ГПА с газотурбинным приводом №№7-10 (отсеки САУ). Предусмотрено расширение периферии существующей системы подвижной УКВ радиосвязи в количестве 6 абонентских носимых (портативных) цифровых радиостанций Hytera HP715Ex IIC в диапазоне частот 400 МГц. Для обеспечения оповещения на территории проектируемой площадки предусматривается установка акустических систем (АС) системы громкоговорящей связи и оповещения.

Благодаря взаимодействию существующих систем подвижной УКВ радиосвязи, АТС и системы громкоговорящей связи и оповещения имеется возможность с рабочего места оператора выполнять экстренное оповещение, оперативный контроль и диспетчерское управление персоналом проектируемого объекта.

Подробно решения по системе технологической связи рассмотрены в томе 5.5.1, 2022-633-ЮНГГ-П-ИОС5.1.

22.2 Перечень мероприятий по созданию аварийно-спасательной службы и мероприятий по охране систем газоснабжения

В соответствии с Федеральным законом №116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" в целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии организация АО "АРКТИКГАЗ" должна заключить с профессиональными аварийно-спасательными службами или с профессиональными аварийно-спасательными формированиями договоры на обслуживание, а в случаях, предусмотренных ФЗ №116-ФЗ, другими федеральными законами и принимаемыми в соответствии с ними иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, создать собственные профессиональные аварийно-спасательные службы или профессиональные аварийно-спасательные формирования, а также нештатные

аварийно-спасательные формирования из числа работников до ввода декларируемых объектов в эксплуатацию.

Для обеспечения противопожарной защиты декларируемых объектов имеется пожарное депо IV типа для охраны предприятий.

Приказом директора АО "АРКТИКГАЗ" для ликвидации ЧС на объектах общества созданы силы и средства объектового звена "ГазЧС".

Состав сил и средств постоянной готовности АО "АРКТИКГАЗ" и других организаций, привлекаемых для ликвидации ЧС на объектах Самбургского лицензионного участка представлены в таблице 13 тома 13.2.1 2022-633-ЮНГГ-П-ДПБ1.

Силы и средства поисково-спасательных служб, привлечение авиатранспорта могут привлекаться для оказания помощи при ликвидации ЧС только через ЦПДС, по распоряжению председателя ГО и ЧС АО "АРКТИКГАЗ" по согласованию руководителем АО "АРКТИКГАЗ", через оперативного дежурного ЕДДС Пуровского района.

Кроме того, к проведению аварийно-восстановительных и других неотложных работ при ликвидации ЧС в АО "АРКТИКГАЗ" могут привлекаться УАВР и аварийно-восстановительные бригады Общества, укомплектованные людьми и техникой на 100 %.

Для оперативной доставки команды на аварийные участки на объекте постоянно находится дежурная вахтовая машина с водителем. Водитель дежурной машины оповещает водителей других назначенных транспортных средств, которые совместно обеспечивают доставку персонала объекта согласно схеме сбора.

22.3 Сведения о финансовых и материальных ресурсах для локализации и ликвидации последствий аварий на проектируемом объекте

Для проектируемых объектов, в соответствии с "Методическими рекомендациями по определению номенклатуры и объёмов, создаваемых в целях гражданской обороны запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств, накапливаемых федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органами местного самоуправления и организациями" (утв. МЧС РФ 29.12.2021 № 2-4-71-12-11) для проведения аварийно-спасательных и ремонтно-восстановительных работ для ликвидации ЧС на объектах проектирования должны создаваться аварийные запасы материально-технических ресурсов и финансовые резервы.

Все необходимые мероприятия по созданию и содержанию на проектируемом объекте запасов материальных средств, предназначенных для ликвидации ЧС и их последствий, должны быть реализованы АО "АРКТИКГАЗ" заблаговременно до ввода объекта в эксплуатацию.

Номенклатура и объемы резервов материальных ресурсов, а также контроль за созданием, хранением, использованием и восполнением указанных резервов устанавливаются создавшим их органом.

Объем и номенклатура материально-технических резервов включают:

- аварийный запас труб, стальных газовых кранов, оборудования, соединительных деталей и других материалов (грунтовка, битум, битумно-резиновая мастика, защитная обертка, полиэтиленовая липкая лента и пр.);
- материально-техническое имущество производственного персонала и объектовых формирований;
- транспортно-технические средства;
- горюче-смазочные материалы;
- средства индивидуальной и медицинской защиты;
- резервы финансовых ресурсов.

Нормы аварийного запаса труб устанавливаются в зависимости от диаметра газопроводов и категории условия прохождения трассы.

Аварийная техника, необходимое оборудование, материалы, инструменты и инвентарь, должны создаваться применительно к местным условиям, должны будут находиться на территории проектируемых площадок.

Должны быть предусмотрены ЗИП для проведения технического обслуживания ИТСО, ОПС (исходя из 5 % от общего количества оборудования, но не менее 1 единицы каждого наименования по каждой системе), необходимые для обеспечения функционирования систем в течение срока службы; инструменты и контрольно-измерительные приборы.

Согласно правилам пожарной безопасности на объектах должен создаваться резерв огнетушителей в количестве, равном максимальному количеству огнетушителей, отправляемых на перезарядку, пожарные извещатели систем пожаротушения в количестве 10 % от установленных (но не менее 1 -ой единицы), а также индивидуальные средства защиты органов дыхания и кожи, медицинские аптечки. Кроме этого предусматривается ЗИП для проведения технического обслуживания систем ОПС (исходя из 5% от общего количества оборудования, но не менее 1 единицы каждого наименования).

Замена тех или иных материально-технических средств должна производиться по истечении срока годности, либо в соответствии со сроками, указанными в документации производителя.

Эксплуатирующей организации также необходимо иметь запас материалов, для ликвидации разливов конденсата.

Финансирование мероприятий по ликвидации ЧС проводится за счет средств АО "АРКТИКГАЗ" и объектов, находящихся в зонах ЧС, страховых фондов и других источников.

Структура затрат на мероприятия по ликвидации ЧС должна включать:

- Затраты на проведение спасательных и неотложных аварийно-восстановительных работ:
  - затраты на выполнение работ по локализации и ликвидации ЧС силами и средствами (оплата круглосуточной работы, транспорта, связи, питания, энергии);
  - затраты на привлечение вневедомственных спасательных, медицинских и противопожарных сил и средств (взаимодействующих и районных);
  - затраты на приобретение и доставку срочных комплектующих деталей и оснастки.
- Затраты на ремонтно-восстановительные работы по ликвидации ЧС:
  - затраты на строительные материалы и трудоемкость работ из расчета слабой степени разрушений конструкций сооружений и зданий;
  - затраты на восстановительные работы по инженерным и энергетическим сетям;
  - затраты на привлечение (использование) основных строительных машин и механизмов для ведения ремонтно-восстановительных работ;
  - затраты на оплату работ ремонтно-восстановительных бригад (из расчета среднего времени восстановления 36 часа).
- Затраты на оказание первой медицинской помощи.
- Затраты, связанные с гибелью людей и/или получением ими телесных повреждений и травм.
- Затраты на компенсацию недопоставок газа вследствие ЧС (из расчета одних суток).
- Затраты на выявление последствий ЧС для окружающей среды и компенсацию причиненного ущерба.
- Затраты, связанные с работой комиссии по расследованию аварии на объектах газопровода.

Подготовка производственного персонала, штатных и нештатных объектовых аварийно-спасательных формирований предполагает определенные ежегодные финансовые затраты, которые должны учитываться в смете расходов.

23 ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВО – аппарат воздушного охлаждения
АВР – автоматический ввод резерва
АДЭС – аварийная дизельная электростанция
АРМ - автоматизированное рабочее место
АСУ – автоматизированная система управления
АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами
БИЛ – блок измерительных линий
БКК – блок контроля качества
БКТП – блочная комплектная трансформаторная подстанция
БОИ – блок сбора, обработки и передачи информации
БПИ – блок подачи ингибитора
БПК – блок предохранительных клапанов
БРЭР – блок рабочего эталона расход
ВМР – водометанольный раствор
ГЖ – горючая жидкость
ГКС – газоконденсатная смесь
ГСМ – горюче-смазочные материалы
ЗРА – запорно-регулирующая арматура
ДЭС – дизельная электростанция
ДКС – дожимная компрессорная станция
ДЭК – деэтанизированный конденсат
КИП – контрольно-измерительные приборы
КИП и А – контрольно-измерительные приборы и автоматика
ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость
ЛНТС – Линия низкотемпературной сепарации
ЛУ – лицензионный участок
НГК – нестабильный газовый конденсат
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
НТС - низкотемпературная сепарация
ОТР – основные технические решения
ПАЗ – противоаварийная защита
ПДК – предельно допустимая концентрация
ПК – клапан предохранительный
ПЛАС – план ликвидации аварийных ситуаций
ППР – планово-предупредительный ремонт
ППУ – паровая передвижная установка

ПО – программное обеспечение
ПЭБ – блок производственно-эксплуатационный
СЭБ – служебно-эксплуатационный блок
САУ – система автоматического управления
ТЗ – техническое задание
ТТ – технические требования
ТУ – технические условия
УВ – углеводороды
УДК – установка деэтанизации конденсата
УКНГ – установка компримирования низконапорных газов
УКУГК – узел коммерческого учета газового конденсата;
УКПГ – установка комплексной подготовки газа
УНГКМ – Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение
УПГ – установка подготовки газа
УРМ – установка регенерации метанола
УСПС – установка сепарации пластовой смеси
УУВШ – установка узлов входных шлейфов

24 ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 – Климатическая характеристика района строительства 6
Таблица 2.2 – Значения среднемесячной и годовой температуры воздуха 7
Таблица 2.3 – Среднее месячное и годовое количество осадков 7
Таблица 3.1 – Параметры пластовой смеси на входе УКПГ 11
Таблица 3.2 – Состав пластовой смеси на входе в ДКС 12
Таблица 3.3 – Параметры газа на выходе из ДКС-2 14
Таблица 3.4 – Свойства осушенного газа на входе в БПГ 15
Таблица 3.5 – Основные свойства смазочных масел 17
Таблица 3.6 – Свойства дизельного топлива марки "А" по ГОСТ 305-2013 17
Таблица 3.7 – Основные свойства применяемого антифриза для АДЭС 18
Таблица 3.8 – Основные характеристики концентратов моющих растворов 18
Таблица 3.9 – Основные свойства метанола синтетического маловодного 19
Таблица 3.10 – Потребность в основных видах ресурсов 20
Таблица 4.1 – Режимы компримирования 22
Таблица 4.2 – Техническая характеристика БПГ 37
Таблица 4.3 – Техническая характеристика ресивера импульсного газа 39
Таблица 4.4 – Техническая характеристика ресивера азота 41
Таблица 4.5 – Техническая характеристика ресивера воздуха КИП 42
Таблица 5.1 – Перечень и характеристика предохранительных клапанов 44
Таблица 6.1 – Границы и категории основных технологических блоков 46
Таблица 7.1 – Результаты расчета скоростей газа в трубопроводах ДКС 48
Таблица 8.1 – Перечень и характеристика основного и вспомогательного технологического оборудования 49
Таблица 10.1 – Исходные данные и результаты расчета толщины стенки труб (ГОСТ 32388-2013) 61
Таблица 12.1 – Энергетические потенциалы основного технологического оборудования 88
Таблица 12.2 – Характеристика технологических зданий (помещений), наружных установок по пожаровзрывоопасности 90
Таблица 13.1 – Укрупненная структура численности персонала 103
Таблица 14.1 – Общая оценка условий труда обслуживающего персонала по степени вредности и опасности 118
Таблица 15.1 – Перечень основных блокировок и сигнализаций подсистемы ПАЗ 122
Таблица 16.1 - Перечень загрязняющих веществ, дополнительно поступающих в атмосферу при эксплуатации проектируемых объектов 125

25 ПЕРЕЧЕНЬ ИЛЛЮСТРАЦИЙ

Рисунок 3.1 – Кривая гидратообразования для ачимовского газа 13

Рисунок 4.1 – Блок-схема ДКС (4-й этап) 24

26 ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

При разработке раздела учтены положения законов Российской Федерации и требования следующих нормативных документов:

- Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.97, № 116-ФЗ.
- Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 № 123-ФЗ.
- Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ "О техническом регулировании".
- Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений".
- Технический регламент Таможенного союза "О безопасности низковольтного оборудования" (ТР ТС 004/2011).
- Технический регламент Таможенного союза "О безопасности машин и оборудования" (ТР ТС 010/2011).
- Технический регламент Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" (ТР ТС 012/2011).
- Технический регламент Таможенного союза "Электромагнитная совместимость технических устройств" (ТР ТС 020/2011).
- Технический регламент Таможенного союза "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" (ТР ТС 032/2013).
- Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию".
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств".
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения.
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением".
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов".
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления
- Руководство по безопасности факельных систем.

- ГОСТ Р 57818-2017 «Нормы проектирования зданий и сооружений газоперерабатывающей промышленности».
- ВППБ 01-04-98 "Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности"
- Федеральный закон "О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера" от 21.12.1994 № 68-ФЗ
- Федеральный закон от 28.12.2013 г. № 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда"
- СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты
- СП 12.13130.2009 "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности, МЧС РФ".
- СП 28.13330.2017 "СНиП 2.03.11-85 Защита строительных конструкций от коррозии"
- СП 33.13330.2012 "СНиП 2.04.12-86 Расчет на прочность стальных трубопроводов"
- СП 86.13330.2022 «Магистральные трубопроводы».
- СП 60.13330.2020. СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха
- СП 61.13330.2012 "СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов"
- СП 75.13330.2011 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы
- СП 86.13330.2022."СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы"
- СП 131.13330.2025 "СНиП 23-01-99* Строительная климатология"
- СП 231.1311500.2015 "Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности, МЧС РФ"
- СП 245.1325800.2015 Защита от коррозии линейных объектов и сооружений в нефтегазовом комплексе. Правила производства и приемки работ
- СП 155.13130.2014 «Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности».
- Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е издание, Москва
- ВНТП 3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений.
- ВППБ 01-04-98 (с изм.) Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности

- **СТО Газпром 2-3.5-113-2023** «Типовые технические требования на проектирование компрессорных станций магистральных газопроводов»
- ВНТП 03/170/567-87 Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса, Миннефтегазстрой, Миннефтепром, Мингазпром
- ОНТП 51-1-85 Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть I. Газопроводы, Мингазпром
- ГОСТ 9.401-2018 ЕСЗКС. Покрытия лакокрасочные. Общие требования и методы ускоренных испытаний на стойкость к воздействию климатических факторов
- ГОСТ 9.402-2004 Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию
- ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии
- ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
- ГОСТ 12.1.005-88* Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
- ГОСТ 12.1.007-76* Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
- ГОСТ 12.2.085-2017 Система стандартов безопасности труда. Арматура трубопроводная. Клапаны предохранительные. Выбор и расчет пропускной способности
- ГОСТ Р 59123-2020 «Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты. Общие требования и классификация»
- ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля
- ГОСТ 15150-69* Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды
- ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов
- ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия
- ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах

- ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN250. Конструкция, размеры и общие технические требования
- ГОСТ 34667.5-2021 (ISO 12944-5:2019) Материалы лакокрасочные. Защита стальных конструкций от коррозии при помощи лакокрасочных систем. Часть 5. Защитные лакокрасочные системы
- ГОСТ 12.2.063-2015 «Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности»
- ГОСТ Р 71918-2024 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки
- ГОСТ Р ИСО 8501-1-2014 Подготовка стальной поверхности перед нанесением лакокрасочных материалов и относящихся к ним продуктов. Визуальная оценка чистоты поверхности. Часть 1. Степень окисления и степени подготовки непокрытой стальной поверхности и стальной поверхности после полного удаления прежних покрытий
- Сборник документов по безопасности работы с метанолом на объектах Министерства газовой промышленности, утвержденный 11.12.87
- Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001
- Общероссийский классификатор профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов. ОК 016-2025
- СТО Газпром РД 1.14-139-2005. Классификатор групп производственных процессов организаций ОАО "Газпром" по санитарным характеристикам
- Нормативы численности рабочих в добыче газа. ОАО "Газпром". Москва. 2009
- Типовые структуры управления и нормативы численности служащих газопромысловых управлений (ГПУ). ОАО "Газпром". Москва. 2009
- Нормативы численности работников, занятых обслуживанием и ремонтом средств связи ОАО "Газпром". Москва. 2007
- РД 39-0147103-362-86 Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений
- СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа, ОАО "Газпром"
- СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов, ОАО "Газпром"
- СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия, ОАО "Газпром"

- СТО Газпром 2-2.3-143-2007 Инструкция о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах добычи, транспорта и ПХГ ОАО "Газпром"
- СТО Газпром 2-4.1-971-2015 Инструкция по применению стальных труб и соединительных деталей на объектах ОАО "Газпром"
- СТО Газпром 2-4.1-212-2008 Общие технические требования к трубопроводной арматуре, поставляемой на объекты ОАО "Газпром"
- СТО Газпром 2-6.2-300-2009 Применение аварийных источников электроснабжения на объектах ОАО "Газпром"
- СТО Газпром 14-1.2-2.2-015-2026 Категорийность электроприемников промышленных объектов ПАО "Газпром"
- СТО Газпром 2-2.4-715-2013 Методика работоспособности кольцевых сварных соединений магистральных газопроводов
- СТО Газпром 2-2.2-136-2007 Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. Часть I, ОАО "Газпром"
- СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях, ОАО "Газпром"
- СТО Газпром 9.3-011-2011 Ингибиторная защита от коррозии промысловых объектов и трубопроводов. Основные требования
- Административный регламент Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, зарегистрированному Министерством юстиции РФ под № 11363 от 19.03.2008
- ОСТ 36-146-88 Опоры стальных технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа. Технические условия
- ТУ 0271-146-31323949-2010 Конденсат газовый деэтанизированный

27 ТАБЛИЦА РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				