ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ"

Заказчик – ОАО "Ямал СПГ"

РАСШИРЕНИЕ КОМПЛЕКСА ПО ДОБЫЧЕ, ПОДГОТОВКЕ, СЖИЖЕНИЮ ГАЗА, ОТГРУЗКЕ СПГ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА ЮЖНО-ТАМБЕЙСКОГО ГКМ С УЧЕТОМ ПОЛНОМАСШТАБНОЙ РАЗРАБОТКИ ЮРСКИХ И АЧИМОВСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения

Часть 1. Технологические и монтажно-компоновочные решения

Книга 1. Текстовая часть

25.011.3-ТР1.1
3200-PDO-06101-UNGG-R

Том 6.1.1

2026

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ"

Заказчик – ОАО "Ямал СПГ"

РАСШИРЕНИЕ КОМПЛЕКСА ПО ДОБЫЧЕ, ПОДГОТОВКЕ, СЖИЖЕНИЮ ГАЗА, ОТГРУЗКЕ СПГ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА ЮЖНО-ТАМБЕЙСКОГО ГКМ С УЧЕТОМ ПОЛНОМАСШТАБНОЙ РАЗРАБОТКИ ЮРСКИХ И АЧИМОВСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения

Часть 1. Технологические и монтажно-компоновочные решения

Книга 1. Текстовая часть

25.011.3-ТР1.1
3200-PDO-06101-UNGG-R

Том 6.1.1

Главный инженер	В.А. Чуркин
Главный инженер проекта	В.В. Солодовников

2026

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

Обозначение	Наименование	Примечание
25.011.3-СП	Состав проектной документации	Выпускается отдельным документом
25.011.3-ТР1.1-С	Содержание тома 6.1.1	Лист 2
25.011.3-ТР1.1.ТЧ	Текстовая часть	Лист 3
Приложение А	Принципиальная схема распределения потоков	Лист 169
от 24.09.2025 № МР-20-1750-Н	Письмо ОАО "Ямал СПГ" о направлении показателей разработки для проектирования расширения ВхС	Лист 170
от 29.10.2025 № МР-20-2028-Н	Письмо ОАО "Ямал СПГ" о направлении свойств фракций компонентов флюида для расчетов	Лист 171

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Чернова			19.02.26
Проверил		Ктиторов			19.02.26
Зав.гр.		Фридунов			19.02.26
Н.контр.		Якимишин			19.02.26
Гл.спец.		Якимишин			19.02.26

25.011.3-ТР1.1-С

Содержание тома 6.1.1

Стадия	Лист	Листов
П		1

ЮЖНИИГИПРОГАЗ

Содержание

1 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции 4
1.1 Исходные данные 4
1.2 Сведения о функциональном назначении объекта капитального строительства и его общая характеристика 5
1.2.1 Существующее положение 5
1.2.2 Функциональное назначении объекта капитального строительства 6
1.3 Принципиальная схема 9
2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд 13
2.1 Ресурсы для технологических нужд 13
2.2 Потребность в энергоресурсах 17
2.3 Описание мест расположения приборов учета, используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройства сбора и передачи данных от таких приборов 18
3 Описание источников поступления сырья и материалов 19
4 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции 22
5 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования 23
5.1 Описание технологического процесса 23
5.1.1 Пункт переключающей арматуры № 3, № 4 23
5.1.2 Пробкоуловитель № 3, № 4 25
5.1.3 Установка сепарации газа № 3, № 4 27
5.1.4 Установка стабилизации конденсата №3,4 30
5.1.5 Компрессорная газов стабилизаци № 2 34
5.1.6 Установка регенерации метанола № 3,4,5,6 36
5.1.7 Установка подготовки теплоносителя 39
5.1.8 Расходные резервуары метанола с насосной № 2 42
5.1.9 Емкости дизельного топлива 44
5.1.10 Установка подготовки топливного газа 46
5.1.11 Азотное хозяйство 48
5.1.12 Компрессорная воздуха КИП 48
5.1.13 Ресиверы воздуха КИП 49

5.1.14 Факельная система 50
5.2 Перечень и характеристика технологического оборудования 53
5.3 Классификация технологических блоков по взрывоопасности 63
5.4 Монтажно-компоновочные решения 68
5.4.1 Трубы и соединительные детали трубопроводов 71
5.4.2 Трубопроводная арматура 83
5.4.3 Антикоррозионная защита трубопроводов и оборудования 89
5.4.4 Теплоизолирующие покрытия трубопроводов и оборудования 90
5.4.5 Монтаж, демонтаж и приемка в эксплуатацию технологического оборудования и трубопроводов 92
5.4.6 Категорирование технологических трубопроводов 98
6 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов 102
7 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах 104
8 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности, перечень всех организуемых постоянных рабочих мест отдельно по каждому зданию, строению и сооружению, а также решения по организации бытового обслуживания персонала 105
8.1 Структура управления предприятием 105
8.2 Вахтовый метод организации работ 106
8.3 Режим труда и отдыха 107
8.4 Численный и профессионально-квалифицированный состав работающих. Количество работ 110
8.5 Организация и оснащение рабочих мест 113
9 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства (кроме жилых зданий), и решений, направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах и в 117
9.1 Общие положения 117
9.2 Решения, направленные на соблюдение требований безопасности и охраны труда 118
9.3 Обеспечение персонала СИЗ и СИЗОД 121
9.4 Бытовое обслуживание трудящихся 122
9.5 Обслуживание рабочих мест 123
9.6 Санитарно- бытовое обеспечение работников 125
9.7 Требования к полам рабочих мест и административно-бытовых помещений 126

9.8 Требования к вертикальным лестницам 126

9.9 Требования к лестницам 127

9.10 Настил 128

9.11 Общие требования к производственным помещениям 128

10 Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника 130

11 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе 138

12 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники 139

13 Перечень мероприятий, по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду 140

14 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов 141

15 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемых в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов 142

16 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 (за исключением зданий, строений, сооружений, на которые требования энергетической эффективности и требования оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов не распространяются) 146

17 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов 150

18 Описание мероприятий по предотвращению несанкционированного доступа физических лиц, транспортных средств и грузов 151

Обозначения и сокращения 153

Перечень таблиц 154

Ссылочные нормативные документы 155

Таблица регистрации изменений 166

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИНЯТОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА В ЦЕЛОМ И ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА, ДАННЫЕ О ТРУДОЕМКОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПРОДУКЦИИ

1.1 Исходные данные

Исходными данными для разработки раздела "Технологические решения" являются следующие документы:

- Задание на разработку проектной и рабочей документации по объекту "Расширение комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ с учетом полномасштабной разработки юрских и ачимовских залежей", утвержденное Заказчиком (Генеральным директором ОАО "Ямал СПГ И.А. Колесниковым 2025г.);
- Проектная документация и рабочая документация по объекту "Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ, разработанная ПАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ" (шифр 13.015.1 и 12.055.1);
- Проектная документация по объекту "Расширение газосборной сети и входных сооружений Южно-Тамбейского ГКМ" (шифр 77.17.021.1);
- Проектная документация и рабочая по объекту "Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ. Дожимная компрессорная станция (шифр 21.013.1 и 21.013.2);
- Основные технические решения по объекту" "Расширение входных сооружений КПСГ Южно-Тамбейского ГКМ с учетом полномасштабной разработки юрских скважин;
- Письмо ОАО "Ямал СПГ" от 24.06.2025 № МР-20-1750-Н "О направлении показателей разработки для проектирования расширения ВхС";
- Отчет о выполнении работ по исследованию опасности и работоспособности (HAZOP) ;
- Отчет по результатам выполнения уровня полноты безопасности (SIL).

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

1.2.1 Существующее положение

Южно-Тамбейское газоконденсатное месторождение расположено в восточной части полуострова Ямал, на левом берегу Обской губы в районе п. Сабетта, в 540 км к северо-востоку от г.Салехарда.

Комплекс по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ введен в эксплуатацию в 2017 году и включает в себя следующие объекты:

- кусты газовых скважин;
- газосборная сеть от кустов скважин до площадки входных сооружений завода СПГ;
- входные сооружения в составе:
- здание переключающей арматуры;
- пробкоуловитель №1, пробкоуловитель № 2;
- установка сепарации газа (8 технологических линий производительностью по 12 млн. м^3/сут);
- установка стабилизации конденсата (2 технологические линии производительностью по 600 тыс.т/год стабильного конденсата);
- установка регенерации метанола (4 технологические линии производительностью по 20 т/час);
- компрессорная газов стабилизации;
- расходные емкости метанола (4 резервуара по 100 м^3) и насосная метанола.
- ресиверы воздуха КИП (3 ресивера по 40 м^3);
- Завод СПГ (составе четыре Технологические линии сжижения газа – ТЛ-1,2,3,4);
- объекты хранения и отгрузки СПГ;
- резервуары хранения стабильного конденсата (3шт х 50000 м^3);
- электростанция;
- объекты инфраструктуры:

Пластовая смесь от кустов газоконденсаных скважин поступает по газосборной сети на входные сооружения в Здание переключающей арматуры, откуда после выравнивания давления направляется в Пробкоуловитель №1, 2 для первичного отделения жидкости от газа. Пластовый газ после пробкоуловителей подается на установку сепарации газа для окончательного отделения жидкости и далее направляется Завод СПГ для сжижения.

Жидкость после пробкоуловителей и сепарации подается на установку стабилизации конденсата (УСК), где после отделения водометанольной смеси (ВМС) конденсат стабилизируется до требований СТО ОАО "Ямал СПГ". Далее стабильный конденсат подается в резервуары хранения конденсата для последующей отгрузки в танкеры. Газы стабилизации и дегазации от УСК направляются в компрессорную газов стабилизации далее после компримирования направляются в поток пластовой смеси перед пробкуоловителем.

ВМС после отделения в УСК подается на установку регенерации метанола (УРМ) ко предназначена для повышения концентрации метанола до 95 %для его последующего использования в качестве ингибитора гидратообразования. Регенерированный метанол поступает в расходные емкости метанола и далее насосами направляется к точкам впрыска метанола. Кубовая вода после УРМ направляется на закачку в пласт.

В 2026 году планируется ввод в эксплуатацию дожимной компрессорной станции (ДКС), которая предназначена для поддержания давления отсепарированного газа, обеспечивающего эффективную работу действующего завода СПГ.

Производительность Комплекса составляет 17,5 млн.т/год по сжиженному газу, 1,2 млн.т/год по стабильному конденсату.

1.2.2 Функциональное назначении объекта капитального строительства

В соответствии с заданием на проектирование предусматривается расширение существующих входных сооружений. С учетом анализа вариантов, выполненных в ОТР, предусматривается строительство новой площадки входных сооружений (НВхС) для возможности приема и подготовки пластовой смеси в количестве 32 млрд.м^3/год и обеспечением производства стабильного газового конденсата (СГК) до 2 млн.т/год на первом этапе, с последующим увеличением до 2,9 млн.т/год на втором этапе.

Учитывая динамику поступления пластовой смеси в составе НВхС, а также по результатам расчетов материально-теплового баланса предусматривается поэтапное строительство следующих технологических установок:

Этап 1 ввод в эксплуатацию – 2028 год:

- Установка регенерации метанола №3 в составе двух технологических линий ТЛ-5, ТЛ-6 производительностью 20 т/ч по ВМС каждая;
- Установка регенерации метанола №4 в составе двух технологических линий ТЛ-7 ТЛ-8 производительностью 20 т/ч по ВМС каждая;
- Установка подготовки теплоносителя (УПТ) в составе:

• Печь подогрева теплоносителя – 2 шт;

• Емкости теплоносителя – 7 шт;

• Насосная теплоносителя – (9 насосных агрегатов, располагаемых в здании)

- Аппарат воздушного охлаждения теплоносителя – 1 шт.
- Компрессорная воздуха КИП;
- Ресиверы воздуха КИП объемом 40 м^3 – 3 шт;
- Ресиверы азота высокого давления объемом 160 м^3 – 3 шт;
- Емкость дизельного топлива для котельной объемом 25 м^3 – 1 шт.

На основании письма ОАО "Ямал СПГ" от 30.06.2025 № МР-20-1200-Н для унификации проектных решений производительность, состав и характеристики оборудования УРМ №3, №4 принята аналогична существующим УРМ №1, № 2.

На УРМ производится повышение концентрации метанола из ВМС методом атмосферной ректификации в колонне регенерации метанола.

На установке подогрева теплоносителя в печах подогрева производится нагрев теплоносителя (за счет сжигания топливного газа) до необходимой температуры (240 °С) с последующей подачей теплоносителя потребителям тепла - испарителям УРМ (аналогичного существующему оборудованию УРМ №1, №2). Циркуляция теплоносителя в контуре производится циркуляционными насосами.

Для обеспечения работы установок УРМ №3, №4 и УПТ, а также для технологических установок, вводимых в споледующих этапах предусматривается строительство компрессорной воздуха КИП, прокладка трубопровода топливного газа от существуюей системы топливного газа Завода СПГ. Для запаса воздуха КИП предусмотрены ресиверы воздуха КИП. Для создания азотной завесы для печей подогрева теплоносителя предусматривается аварийный запас азота высокого давления в ресиверах азота.

Этап 2 ввод в эксплуатацию – 2029 год.

В этапе 2 ввод технологических объектов не предусматривается.

Этап 3 ввод в эксплуатацию – 2030 год.

- Пункт переключающей арматуры №3 – 3 коллектора;
- Пункт переключающей арматуры №4 – 3 коллектора;
- Пробкоуловитель №3;
- Пробкоуловитель №4

Установка сепарации газа №3 – 3 технологические линии производительностью 12 млн. м3/сут.;

Установка сепарации газа № 4– 3 технологические линии производительностью 12 млн. м3/сут.;

- Установка подготовки топливного газа;
- Факельное хозяйство высокого давления;
- Расходные резервуары метанола с насосной №2;
- Печь подогрева теплоносителя №3 УПТ;
- Емкости дизельного топлива для АДЭС объемом 19 м^3 – 5 шт

В данном этапе вводятся газовые объекты НВхС, учитывая ввод в эксплуатацию дополнительных газопроводов шлейфов ГСС от юрских скважин. Подготовка газа перед подачей на Завод СПГ проводится аналогично СВхС для чего предусмотрены пункт переключающей арматуры №3, №4, пробкоуловитель №3, №4 и установка сепарации №3, №4. После сепарации газ, учитывая потенциал по давлению, подается на Завод СПГ – в выходной коллектор после ДКС (смешивается с газом меловых скважин от СВхС после компримирования). После падения давления газ сепарации от НВхС подается на всас ДКС.

Для приема факельных сбросов от установок ППА пробкоуловителей и установок сепарации НВхС предусматривается факельное хозяйство высокого давления в составе факельные сепараторы, дренажные емкости и факельная установка.

Дефицит мощности существующих резервуаров менаола с насосной (на СВхС) предусмотрен ввод аналогичной установки в составе НВхС.

Ввод печи подогрева теплоносителя №3 связан с покрытием потребности запасу по теплу для Установки удаления ртути (не входит в объем данного проекта (письмо ОАО "Ямал СПГ" от 02.02.2026 № МР-20-0193-Н).

Установка подготовки топливного газа предназначена для снабжения потребителей топливным газом при невозможности обеспечить подачу топливного газа в необходимом количестве от системы топливного газа Завода СПГ и в качестве резервного источника.

Емкости дизельного допливна предназначены для обеспечения нормативного запаса дизельного топлива для нужд АДЭС.

Этап 4 ввод в эксплуатацию – 2032 год.

- Установка стабилизации конденсата (УСК) №3;
- Компрессорная газов стабилизации №2;

В данном этапе вводятся объекты переработки жидких углеводородов при невозможности переработать весь объем жидких углеводородов на установках стабилизации конденсата №1, №2 СВхС. Отделение потока ВМС от конденсата и стабилизация конденсата осуществляется на УСК №3 по технологии и на оборудовании аналогичном существующим УСК №1, №2. Стабильный конденсат направляется в существующие резервуары хранения конденсата.

Компрессорная газов стабилизации №2 вводится с целью покрыть дефицит мощности существующей компрессорной газов стабилизации СВхС.

Этап 5 ввод в эксплуатацию – 2033…2038гг.

- Установка регенерации метанола №5 в составе двух технологических линий ТЛ-9, ТЛ-10;
- Установка регенерации метанола №6 в составе двух технологических линий ТЛ-11, ТЛ-12;

- Установка стабилизации конденсата (УСК) №4
- Печь подогрева теплоносителя №4, №5.

В данном этапе предусматривается ввод перспективных установок аналогичных по производительности установок в предыдущих этапах с целью гарантированного обеспечения проектных показателей по добыче и переработке углеводородов, а также в качестве резерва мощностей для перспективного развития месторождения.

1.3 Принципиальная схема

Принципиальная схема распределения потоков приведена в Приложении А.

Состав установок для объектов расширения входных сооружений по объекту «Расширение комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ с учетом полномасштабной разработки юрских и ачимовских залежей» определен на основании актуального материально-теплового баланса (МТБ).

Согласно границам проектирования, исходными данными для разработки МТБ являются расход, температура, давление и состав пластовой смеси на входе в:

- ЗПА 1, 2 (существующие входные сооружения);
- ППА 3, 4 (новые входные сооружения).

1-я стадия расширения технологической схемы (прием сырья на СВхС).

1-й этап строительства (2028 год)

Сохраняется действующая схема СВхС:

1. Сбор пластовой смеси от всех шлейфов в общий коллектор.
2. Прием жидкости в пробкоуловителях ПУ № 1 и № 2.
3. Разделение фаз в установках сепарации № 1 и № 2.
4. Направление отсепарированного газа на ДКС.
5. Обработка пластовой жидкости:

- разделение на НК и ВМС в разделителях (105-V-100A, B; 205-V-100A, B) установок УСК № 1 и № 2;
- подача ВМС на УРМ № 1, 2 (существующие) и УРМ № 3, 4 (новые);
- стабилизация нестабильного конденсата в оборудовании существующих УСК 1,2;
- отправка стабильного конденсата на склад.

6. Утилизация газов стабилизации и дегазации через компрессорную газов стабилизации с возвратом компримированного газа на вход в ПУ № 1 и № 2.

Система подачи метанола

Распределение метанола. Подача метанола на скважины осуществляется по существующей схеме:

- через существующие метанолопроводы;
- от существующей насосной метанола.

Регенерация метанола. ВМС от разделителей (105-V-100A, B; 205-V-100A, B) поступает на:

- существующие установки регенерации метанола (УРМ) № 1, 2;
- новые УРМ № 3, 4.

Сбор регенерированного метанола. Регенерированный метанол подается на существующий склад метанола.

Данная схема обеспечивает:

- бесперебойное снабжение скважин метанолом для предотвращения гидратообразования;
- минимизацию потерь реагента за счет регенерации и повторного использования;
- соответствие экологическим требованиям (исключение сбросов неутилизированного метанола).

Для обеспечения функционирования дополнительных установок регенерации метанола в составе НВхС (УРМ № 3, 4) предусмотрено:

- установка подготовки теплоносителя;
- компрессорная воздуха КИП;
- ресиверы воздуха КИП;
- ресиверы азота ВД;
- подключение к факельной системе НД СВхС;
- подвод топливного газа НД;
- подключение УРМ 3,4 НВхС к коллектору регенерированного метанола СВхС.

2**-я стадия расширения технологической схемы. (Раздельный прием сырья на СВхС и НВхС. Ввод в эксплуатацию газовых объектов НВхС).**

3-й этап строительства (2030 год)

Ввод в эксплуатацию газовых объектов НВхС предусматривает:

1. раздельный прием сырья:

- меловые пласты → ЗПА 1, 2 СВхС;
- юрские пласты → ППА 3, 4 НВхС;

2. дублирование схемы СВхС для НВхС (ПУ №3,4; установки сепарации № 3,4).

3. последовательное снижение температуры сырья, борьба с гидратами и, как следствие, увеличение количества дозируемого метанола приводит к установке дополнительных расходных емкостей метанола с насосной № 2 на площадке НВхС с подключением к существующим метанолопровводам СВхС. Пополнение резервуаров

обеспечивается исключительно регенерированным метанолом. Восполнение потерь метанола от склада осуществляется по существующей схеме.

Особенности эксплуатации до 2035 года:

- отсепарированный газ от установок № 3, 4 не подается на ДКС;
- объединение потоков газа предусматривается после ДКС.

Особенности эксплуатации до 2032 года:

- сбор жидкой фазы на НВхС в общий коллектор с последующей подачей на СВхС;
- предварительный сброс давления пластовой жидкости НВхС и отвод газов в пробкоуловителях № 1, 2 СВхС (В связи с тем, что жидкая фаза НВхС выделяется при более высоком давлении, ее смешение с пластовой жидкостью СВхС перед УСК-1, 2 может привести к образованию трехфазного потока, что не соответствует условиям разделения смеси на НК и ВМС).

Дополнительные мероприятия:

- ввод факельного хозяйства ВД №2;
- подключение к УПВМС (не является частью проекта. Сокращает количество выведенных одновременно на обслуживание линий УРМ 1-4 за счет предварительной очистки ВМС перед регенерацией, тем самым увеличивая их суммарную производительность без ввода дополнительных установок);
- строительство блока подготовки топливного газа НД из отсепарированного газа НВхС.

3-я стадия расширения технологической схемы (ввод УСК-3, УРМ-5,6. Установка дополнительных расходных резервуаров метанола с насосной)

Обоснование расширения мощностей:

1. рост добычи нестабильного углеводородного конденсата и количества выделяемых газов стабилизации за счет ввода юрских скважин;
2. увеличение обводненности мелового фонда скважин.

Планируемые решения:

1. Строительство:

4-й этап строительства (2032 год)

- дополнительной линий стабилизации конденсата (УСК-3). Отбор сырья на УСК3 осуществляется из трубопровода пластовой жидкости от ПУ3,4 и Сепарации3,4 к СВхС;

5-й этап строительства (2033÷2038 годы)

- установок регенерации метанола (УРМ-5, 6);
- резервной установки УСК-4 (по решению эксплуатирующей организации).

2. Утилизация избыточных газов стабилизации за счет

- использования в качестве топливного газа после подготовки в БПТГ и смешения с топливным газом от ЗСПГ.
- строительства компрессорной газов стабилизации с подачей в пробкоуловители № 3, 4;

3. Развитие инфраструктуры:

- дополнительные печи на УПТ (обеспечение теплом теплонагруженных установок стабилизации (УСК 3,4) и регенерации (УРМ 5, 6);
- дополнительные ресиверы азота высокого давления для азотной завесы.

Предоставленная технологическая схема обеспечивает:

- поэтапный ввод мощностей с минимизацией рисков;
- резервирование ключевых узлов (УСК-4);
- оптимизацию использование вторичных энергоресурсов (газы стабилизации, дегазации);
- соответствие требованиям промышленной безопасности (азотная завеса, факельные системы);
- замкнутый цикл обращения с метанолом на всех этапах эксплуатации.
- выполнение проектных показателей по добыче и переработке углеводородов;
- гибкость эксплуатации при изменении параметров пластовой смеси;
- создают резерв мощностей для перспективного развития месторождения;
- минимизируют экологическую нагрузку за счет регенерации и повторного использования метанола.

2 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД

2.1 Ресурсы для технологических нужд

Воздух КИП предназначен для работы приборов и средств автоматизации пневматической системы контроля и регулирования.

Воздух КИП соответствует ГОСТ 17433 - 80, не ниже 1 класса загрязненности. Содержание твердых веществ не превышает 1 мг/м^3, размер твердых частиц не превышает 5 мкм, содержание масла не превышает 0,1 мг/м^3. Рабочий диапазон давления воздуха КИП составляет 450…760 кПа изб. Температура точки росы сжатого воздуха не менее чем на 10 ºС ниже минимальной рабочей температуры.

Для получения воздуха КИП предусмотрена компрессорная воздуха КИП. Для хранения запаса воздуха КИП проектом предусмотрена установка ресиверов (3 шт. по 40 м3). Давление в ресиверах составляет 450…760 кПа изб. (расчетное давление ресиверов 1200 кПа).

Воздух технический предназначен для работы подключаемого пневмоинструмента и продувки технологического оборудования перед обслуживанием. Давление воздуха составляет 450…500 кПа изб. Снабжение проектируемых объектов техническим воздухом обеспечивается от Завода СПГ.

Азот продувочный используется для продувок оборудования перед их пуском и после ремонта, для передавливания из емкостей установки стабилизации конденсата, создания "азотной подушки" в емкостей устаовок нВхС. Качество азота соответствует 1-му сорту по ГОСТ 9293-74. Давление азота составляет 550…700 кПа изб.

Азот продувочный поступает от Завода СПГ.

Азот высокого давления предназначен в качестве продувочного агента, для противопожарной азотной завесы печей, входящих в состав установки подготовки теплоносителя.

Качество азота соответствует 1-му сорту по ГОСТ 9293-74.

Для обеспечения хранения запаса азота высокого давления проектом предусмотрена установка ресиверов азота (5 шт. по 160 м3). Давление в ресиверах составляет 9000…10600 кПа изб. (расчетное давление ресиверов 12000 кПа).

Этапность установки ресиверов азота приведена в таблице 2.1.1.

Подача азота высокого давления с давлением 10,6…9,0 МПа предусмотрена от существующей сети азота высокого давления.

Параметры воздуха КИП, азота приведены в таблицах 2.1.2…2.1.5.

Таблица 2.1.1– Этапность строительства ресиверов азота

Этап строительства	Количество ресиверов
1 этап строительства	2 шт.
2 этап строительства	-.
3 этап строительства	1 шт.
4 этап строительства	-
5 этап строительства	2 шт.

Таблица 2.1.2 – Параметры воздуха КИП

Показатель	Значение
Давление рабочего процесса, кПа изб.	450…760
Расчетное давление, кПа изб.	1200

Таблица 2.1.3– Параметры воздуха технического

Показатель	Значение
Давление рабочего процесса, кПа изб.	450…500
Расчетное давление, кПа изб.	1200

Таблица 2.1.4 – Параметры азота продувочного

Показатель	Значение
Давление рабочего процесса, кПа изб.	550…700
Расчетное давление, кПа изб.	1200
Объемная доля азота, %, не менее	99,98

Таблица 2.1.5– Параметры азота высокого давления

Показатель	Значение
Давление рабочего процесса, кПа изб.	9000…10600
Расчетное давление, кПа изб.	12000
Объемная доля азота, %, не менее	99,98

Теплоноситель DOWTHERM Q или аналог

В качестве теплоносителя для обогрева технологических аппаратов, в том числе для подвода тепла в колонны стабилизации конденсата, колонны регенерации метанола используется органический теплоноситель DOWTHERM Q или аналог. Теплоноситель к потребителям подается от установки подготовки теплоносителя. Свойства и параметры теплоносителя приведены в таблицах 2.1.6.

Таблица 2.1.6– Свойства теплоносителя

Показатель	Значение
Состав	Смесь дифенилэтана и алкилированных соединений ароматического ряда
Внешний вид	Прозрачная светло-желтая жидкость
Диапазон температур	от -35 до 330°С
Точка кипения при атмосферном давлении	267 °С
Точка вспышки	120 °С
Точка воспламинения	124 °С
Температура самовоспламенения	412 °С
Пределы воспламенеия паров: Верхний предел 5,5 об.% в воздухе Верхний предел 0,55 об.% в воздухе	 190 °С 135 °С
Критические точки: Критическая температура Критическое давление Критический объем	 489 °С 24 бар 3,258 л/кг
Средняя молекулярная масса	190

Топливный газ

Топливный газ используется в качестве топлива на Установке подготовки теплоносителя (горелки печей УПТ) и в Котельной, в качестве продувочного газа в узлах подачи продувочного газа факельных коллекторов.

Подача топливного газа предусматривается от системы топливного газа Завода СПГ (точка "1.5") с параметрами 500…600 кПа изб.

Метанол

Метанол используется в качестве ингибитора гидратообразования. Впрыск метанола в пластовую смесь осуществляется на кустах газовых скважин перед подачей в коллектор-шлейф и на ППА перед дросселированием давления.

Метанол отвечает требованиям ГОСТ 2222-95. Свойства метанола приведены в таблице 2.1.7. Дополнительно возможно использование метанола по СТП 48736153-05-2016 и СТП 105-05-2016.

Снабжение входных сооружений метанолом осуществляется от резервуара метанола, расположенного на складе ГСМ. Кроме того, предусмотрена установка регенерации метанола из водометанольной смеси, поступающей на входные сооружения вместе с пластовой смесью. Получаемый от склада ГСМ метанол отвечает требованиям ГОСТ 2222-95.

Таблица 2.1.7– Свойства метанола (ГОСТ 2222-95)

	Наименование показателя	Норма для марки "А"
1	Внешний вид	Бесцветная прозрачная жидкость без нерастворимых примесей
2	Плотность при 20 °С, г/см^3	0,791-0,792
3	Смешиваемость с водой	Смешивается с водой без следов помутнения и опалесценции
4	Температурные пределы:	
	предел кипения, °С	64,0-65,5
	99 % продукта перегоняется в пределах, °С, не более	0,8
5	Массовая доля воды, %, не более	0,05
6	Массовая доля свободных кислот в пересчете на муравьиную кислоту, %, не более	0,0015
7	Массовая доля альдегидов и кетонов в пересчете на ацетон, %, не более	0,003
8	Массовая доля летучих соединений железа в пересчете на железо, %, не более	0,00001
9	Испытание с перманганатом калия, мин, не менее	60
10	Массовая доля аммиака и аминосоединений в пересчете на аммиак, %, не более	0,00001
11	Массовая доля хлора, %, не более	0,0001
12	Массовая доля серы, %, не более	0,0001
13	Массовая доля нелетучего остатка после испарения, %, не более	0,001
14	Удельная электрическая проводимость, См/м, не более	$3 \cdot 10^{-5}$
15	Массовая доля этилового спирта, %, не более	0,01
16	Цветность по платино-кобальтовой шкале, единицы Хазена, не более	5

Масло для компрессоров

Масло предназначено для смазки и охлаждения трущихся поверхностей компрессоров (подшипников опор, зубчатых зацеплений в приводах агрегатов). Тип масло основное Петрим ТУ 38.401-58-245 (ISO VG 10) не грубее 11 класса чистоты по ГОСТ 17216 (альтернативный тип смазочного масла Turbonukoil-210A FIR 3514\A или ВНИИ НП 50-1-ф ГОСТ 13076). Для смазки подшипников скольжения компрессоров используется масло Тп-22С ТУ 38.101821 (ISO VG 32) или его аналоги.

Свойства масел приведены в таблицах 2.1.8 и 2.1.9.

Таблица 2.1.8– Свойства масла Тп-22С ТУ 38.101821 (аналог Taif Тп-22С)

Наименование показателя		Значение
1	Наименование	Масло турбинное
2	Плотность при 20 °С и Р=101,3 кПа, кг/м^3, не более	903…880
3	Кинематическая вязкость при 40ºС, мм^2/с	28,8…32
4	Температура застывания, не выше, ºС	Минус 15
5	Температура вспышки в открытом тигле, ºС	Плюс 186…220
6	Индекс вязкости	95
7	Кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более	0,04…0,07
8	Класс опасности	4

Таблица 2.1.9– Свойства смазочного масла Петрим ТУ 38.401-58-245-99

Наименование показателя		Значение
1	Наименование химическое	Синтетические сложные эфиры
2	Плотность при 20 °С Р=101,3 кПа, кг/м^3 , не более	820
3	Кинематическая вязкость при 50ºС, мм^2/с	7,0…9,6
4	Температура застывания, ºС	Минус 45
5	Температура вспышки в открытом тигле, ºС	135
6	Индекс вязкости	40
7	Кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более	0,1
8	Класс опасности	4

2.2 Потребность в энергоресурсах

Объемы энергоресурсов меняются по годам эксплуатации.

2.3 Описание мест расположения приборов учета, используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройства сбора и передачи данных от таких приборов

Места расположения приборов учета, используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройства сбора и передачи данных от таких приборов см. соответствующие разделы проекта: том 5.1.1 "Система электроснабжения" (25.011.3-ИОС1.1).

Описание мест расположения и характеристика приборов учета топливного газа для всех потребителей приведены в томе 5.6 " Система газоснабжения" (25.011.3-ИОС6).

3 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ

Поступление сырья на ЗПА 1,2 (существующие входные сооружения) и ППА 3,4 (новые входные сооружения) осуществляется от газосборной сети (не входит в границы проектирования). Согласно этапности ввода объектов, на 1-м этапе (2028 год) все сырье в виде смеси юрского и мелового газа подается на СВхС. Начиная с 3-го этапа (2030год) – пластовая смесь юрского фонда подается на ППА 3,4, а пластовая смесь мелового фонда – поступает на существующие ЗПА 1,2. Необходимые расключения выполняются на ГСС.

Ключевые годы развития месторождения:

2028 – 1-й год эксплуатации. Прием всего сырья на СВхС.

2030 – 3-й год эксплуатации. Ввод в эксплуатацию газовых объектов НВхС. Раздельный прием сырья на СВхС и НВхС.

2035 – 8-й год эксплуатации. Прием на ДКС газа от НВхС и СВхС (снижение полки юрского газа с 7,4 МПа.

2038 –11-й год эксплуатации. Максимальная загрузка НВхС по газу, С5+ и воде.

2047 – 20-й год эксплуатации. Последний год рассматриваемого периода.

Параметры пластовой смеси по ключевым годам для СВхС приведены в таблице 3.1, для НВхС в таблице 3.2

Таблица 3.1 - Параметры пластовой смеси по ключевым годам для СВхС

Параметр	ед. изм.	зима 2028	лето 2028	зима 2030	лето 2030	зима 2035	лето 2035
Давление	МПа (изб.)	4,1	4,0	4,0	4,0	2,3	1,8
Температура	° С	6,3	18,2	3,1	12,9	-1,5	9,7
Дебит пластовой смеси	т/сут	73 436,1	68 895,2	57 551,1	48 042,2	46 232,3	37 641,8
Дебит газа	млн. м3/сут	95,0	84,0	74,4	61,6	58,2	46,5
Дебит С5+	т/сут	3 880,9	5 606,0	2 439,8	2 335,2	2 013,3	2 108,4
Дебит воды	т/сут	1 381,8	1 961,9	1 588,8	1 449,1	2 162,8	2 008,1
Расход метанола	т/сут	441,1	119,4	663,6	187,9	734,0	157,1
Состав пластовой смеси:	масс дол						
N2		0,0119	0,0092	0,0126	0,0119	0,0130	0,0119
CO2		0,0080	0,0097	0,0072	0,0080	0,0062	0,0072
C1		0,8160	0,7561	0,8163	0,8045	0,7959	0,7728
C2		0,0526	0,0643	0,0501	0,0552	0,0459	0,0533
C3		0,0192	0,0286	0,0181	0,0213	0,0183	0,0232
iC4		0,0074	0,0100	0,0073	0,0085	0,0072	0,0090

Параметр	ед. изм.	зима 2028	лето 2028	зима 2030	лето 2030	зима 2035	лето 2035
nC4		0,0071	0,0105			0,0071	0,0090
C5+		0,0777	0,1116			0,1062	0,1136

Таблица 3.1 Продолжение

Параметр	ед. изм.	зима 2038	лето 2038	зима 2047	лето 2047
Давление	МПа (изб.)	2,4	2,1	1,5	1,4
Температура	° С	-3,8	8,8	-2,1	12,6
Дебит пластовой смеси	т/сут	36 982,5	29 319,9	30 553,7	30 685,5
Дебит газа	млн. м3/сут	45,7	35,7	34,1	34,8
Дебит C5+	т/сут	1 267,8	1 345,1	2 045,3	2 298,9
Дебит воды	т/сут	2 183,9	2 075,1	2 556,0	2 633,7
Расход метанола	т/сут	1 139,4	254,5	962,9	199,1
Состав пластовой смеси:	масс дол				
N2		0,0131	0,0117	0,0103	0,0103
CO2		0,0058	0,0072	0,0077	0,0082
C1		0,7831	0,7616	0,6900	0,6994
C2		0,0429	0,0525	0,0558	0,0581
C3		0,0176	0,0237	0,0322	0,0337
iC4		0,0065	0,0088	0,0099	0,0104
nC4		0,0068	0,0091	0,0120	0,0126
C5+		0,1242	0,1254	0,1821	0,1673

Таблица 3.2 - Параметры пластовой смеси по ключевым годам для НВхС

Параметр	ед. изм.	зима 2030	лето 2030	зима 2035	лето 2035	зима 2038	лето 2038	зима 2047	лето 2047
Давление	МПа (изб.)	7,4	7,4	6,4	4,9	2,4	2,1	1,5	1,4
Температура	° С	27,4	32,4	24,8	28,7	28,7	32,7	3,2	14,0
Дебит пластовой смеси	т/сут	19 716	21 273	34 592	35 043	46 687	45 630	22 928	21 467
Дебит газа	млн. м3/сут	20,6	22,4	36,8	37,6	49,3	48,3	24,7	23,3
Дебит C5+	т/сут	3 116,9	3 258,7	4 904,1	4 796,4	6 515,7	6 143,7	2 452,0	2 267,3
Дебит воды	т/сут	787,1	840,1	1 350,0	1 356,9	2 036,5	2 095,6	1 185,7	1 139,7
Расход метанола	т/сут	15,2	4,0	49,8	27,3	22,9	14,3	205,8	32,8

Параметр	ед. изм.	зима 2030	лето 2030	зима 2035	лето 2035	зима 2038	лето 2038	зима 2047	лето 2047
Состав пластовой смеси:	масс дол								
N2		0,0040	0,0040	0,0039	0,0040	0,0045	0,0047	0,0047	0,0047
CO2		0,0113	0,0114	0,0122	0,0124	0,0122	0,0121	0,0124	0,0125
C1		0,6236	0,6277	0,6319	0,6370	0,6242	0,6262	0,6373	0,6432
C2		0,0803	0,0811	0,0831	0,0836	0,0834	0,0837	0,0851	0,0858
C3		0,0503	0,0509	0,0528	0,0528	0,0558	0,0562	0,0566	0,0570
iC4		0,0135	0,0137	0,0143	0,0143	0,0152	0,0153	0,0154	0,0155
nC4		0,0182	0,0184	0,0196	0,0195	0,0210	0,0210	0,0209	0,0211
C5+		0,1988	0,1929	0,1822	0,1764	0,1837	0,1809	0,1676	0,1602

4 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ

Согласно "Заданию на проектирование…" продукцией входных сооружений является:

- конденсат газовый стабильный по "Требования к конденсату газовому КПСГ ОАО "Ямал СПГ" № 100-СтО.2.0.21.297;
- отсепарированный пластовый газ с давлением не ниже 7,0 МПа, направляется на Завод СПГ по производству природного газа в сжиженом состоянии.

Приведенные в исходных данных составы, объемы сырьевого газа и содержания в нем углеводородного конденсата изменяются с течением времени. Соответственно, соотношение количества производимых продуктов (стабильного конденсата и очищенного газа) будут различаться по годам.

5 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ

5.1 Описание технологического процесса

5.1.1 Пункт переключающей арматуры № 3, № 4 (черт. 25.011.3-ТР1.4.1-ТХ1.ГЧ л.1…л.8 тома 6.1.4.1)

Пункт переключающей арматуры (ППА) служит для приема газоконденсатной смеси, поступающей от кустов скважин по газопроводам-шлейфам и снижения давления смеси до требуемого значения. Принципиальная схема ППА приведена на чертеже **(черт. 25.011.3-ТР1.3.1-ТХ1.ГЧ л.1 тома 6.1.3.1)**.

Ввод в эксплуатацию пунктов переключающей арматуры № 3 и № 4 предусматривается в 2030 г (этап ввода 3).

Исходя из разработанной конфигурации газосборной сети пластовый газ поступает в ППА № 3 и № 4 по 6 коллекторам DN 500.

Пункты переключающей арматуры расположены в ветрозащитных укрытиях, в каждом из которых размещаются по 3 коллектора DN 500.

Дополнительно в составе ППА предусмотрен один резервный газовый коллектор DN 300 для обеспечения возможности поршневания каждого шлейфа по отдельной (грязной) линии со сниженным расходом, соответствующим скорости движения поршня. Разработанная схема подключения позволяет защитить регуляторы основных линий редуцирования от избыточного количества мехпримесей, характерного для процессов диагностики и очистки.

На каждой линии в составе ППА предусмотрена аналогичная арматурная обвязка. Для обеспечения полного (двойного) отсечения каждого шлейфа предусмотрена установка шаровых кранов с поворотной заглушкой. Полное отсечение позволяет производить безопасный останов шлейфа с возможностью проведения операций по ремонту и замене контрольно-измерительных приборов.

На каждом коллекторе сбора газа на входе в ППА устанавливается автоматический узел дозирования метанола для защиты трубопроводов шлейфов на входных сооружениях от гидратообразования. Точки впрыска метанола устанавливаются перед регуляторами давления. Расход метанола обеспечивается дозирующим вентилем и замеряется расходомерной диафрагмой, входящими в состав узла впрыска метанола. Так как образование гидратов в данной точке не имеет постоянного характера, а возможно только в некоторых режимах, подача метанола осуществляется периодически при необходимости.

Для каждого газосборного шлейфа в составе ППА предусматривается контроль температуры, давления и расхода пластовой смеси. Данные по работе каждого шлейфа используются при мониторинге работы месторождения в системе "Цифровое месторождение".

Для регулирования давления предусматривается установка регулирующего клапана 2003-PV-00X05 с уставкой удержания давления "до себя" на заданном уровне с коррекцией по давлению в общем коллекторе DN 1200 мм. Для предотвращения аварийной ситуации, в случае повышения давления в коллекторе после регулятора, предусматривается блокировка (закрытие) пневмокрана 2003-ESV-00X01 каждого шлейфа по сигналу от отдельного датчика давления 2003-PZ-00X12. Для обеспечения надежной работы системы предусматривается возможность замены регулятора в период снижения давления на входе ППА на обновленные условия работы.

Для защиты от обратного потока пластовой смеси от сборного коллектора предусматривается установка обратного клапана после регулятора давления.

На каждом газосборном коллекторе, на входе и выходе в общий коллектор устанавливаются пневмокраны с возможностью аварийного опорожнения трубопровода между ними. Сброс на факел сухого холодного газа осуществляется путем открытия крана аварийного сброса давления на каждом шлейфе 2003-BDV-00X03. Для возможности ручного сброса давления предусматривается линия разгрузки с ручным регулятором.

Расчетное давление индивидуальных шлейфов в составе ППА составляет 10,0 МПа изб. в соответствии с расчетными параметрами ГСС.

Индивидуальные шлейфы объединяются в общий коллектор сбора газа диаметром DN 1200 мм. Расчетное давление коллекторов принято – 7,9 МПа изб. исходя из технологических параметров.

Для защиты оборудования и трубопроводов от превышения давления на коллекторе DN 1200 мм предусмотрена установка предохранительного клапана с пропускной способностью 25% от производительности НВхС согласно требованиям п.50 Руководства по безопасности факельных систем (приказ 450 от 22.12.2021г). Для предотвращения возможного образования гидратов при срабатывании предохранительного клапана предусматривается автоматическая подача метанола во входной трубопровод предохранительного клапана.

Для возможности аварийного опорожнения общего коллектора предусмотрен кран аварийного сброса давления, открытие данного крана возможно только при условии полного отсечения коллектора от подключаемых к нему установок (ППА № 3, ППА № 4, ПУ № 3, ПУ № 4).

Проектная схема пункта переключающей арматуры обеспечивает:

– выравнивание давления в сборных коллекторах по наиболее "слабому" шлейфу при помощи регулирующих клапанов;

– дистанционное и автоматическое отсечение коллектора от подключаемых к нему установок (ППА № 3, ППА № 4, ПУ № 3, ПУ № 4) в случае его порыва, отказа регуляторов, поломки приборов КИП;

– автоматический и ручной сброс давления из каждого шлейфа и общего коллектора;

– контроль и мониторинг технологических параметров пластовой смеси (давление, температура, расход);

– предотвращение гидратообразования на регулирующих клапанах;

– защиту общего коллектора в случае роста давления до предельных значений.

Пластовая смесь от ППА № 3, № 4 направляется в пробкоуловители № 3, № 4.

Монтажно-компоновочные решения.

Каждый пункт переключающей арматуры (ППА) расположен в укрытии. Входные нитки (в каждом из укрытий) размещены в один ряд с проходами между ними, позволяющими осуществлять управление и обслуживание трубопроводной арматуры с уровня пола. Там, где высотные отметки управляющих элементов запорно-регулирующей арматуры превышает 1,8 м, предусматриваются площадки обслуживания. Расстояние между смежными нитками по осям трубопроводов составляет 3 м. Высота от верха пола укрытия до оси труб составляет не менее 1,0 м. Вдоль укрытия предусмотрена проходная площадка с лестничными маршами от нее для подхода к каждой из ниток.

Для обслуживания трубопроводной арматуры внутри укрытий предусматриваются подвесные грузоподъемные краны с электроприводом во взрывобезопасном исполнении грузоподъемностью 5 т. Высота подъема кранов 6,5 м. Компоновка входных ниток предусматривает свободное пространство для ремонтных работ. Для возможности перемещения демонтированных элементов запорно-регулирующей арматуры из укрытия через ворота наружу предусмотрен монорельс с кран-балкой с ручным управлением грузоподъемностью 5 т. План расположения технологического оборудования и трубопроводов ППА представлен на чертеже **25.011.3-ТР1.7-МР1.ГЧ л.1…л.7.**

5.1.2 Пробкоуловитель № 3, № 4

(черт. 25.011.3-ТР1.4.1-ТХ2.ГЧ л.1…л.4 тома 6.1.4.1)

Улавливание жидкостных пробок от шлейфов осуществляется в пробкоуловителях (ПУ) трубчатой конструкции 303-V-001, 403-V-001. В пробкоуловителе происходит гравитационное осаждение жидкости при снижении скорости потока и изменении направления. Длина и объем коллекторов и отводов пробкоуловителей рассчитаны, исходя из возможного объема жидкостной пробки. Общий объем (около

400м^3) пробкоуловителя расчитан на прием и отвод жидкостной пробки объемом до 250 м^3. Аппарат состоит из двух зон верхняя – газовая часть, нижняя – жидкостная часть. Газ из верхней части пробкоуловителей направляется на установку сепарации газа. Скомпримированный газ от компрессорной газов стабилизации подается в общий колектор перед пробкоуловителями № 3, № 4.

Принципиальная схема пробкоуловителей № 3, № 4 приведена на чертеже **(черт. 25.011.3-ТР1.3.1-ТХ1.ГЧ л.1 тома 6.1.3.1)**.

Ввод в эксплуатацию пробкоуловителей № 3 и № 4 предусматривается в 2030 г (этап ввода 3).

Уловленная пластовая жидкость из пробкоуловителей (303-V-001, 403-V-001) направляется в общий коллектор для дальнейшего поступления на вход пробкоуловителей № 1 и № 2 (103-V-001, 203-V-001) существующих входных сооружений (СВхС) и далее совместно с пластовой жидкостью от ПУ № 1 и № 2 в установки стабилизации конденсата № 1 и № 2 (УСК № 1 и № 2). После ввода в эксплуатацию (этап ввода 4, 2032 г.) установки стабилизации конденсата №3 (УСК № 3) часть пластовой жидкости будет поступать на УСК № 3.

На линии отвода пластовой жидкости из пробкоуловителя установлены фильтры жидкостные сетчатые 303-S-001A, B (403-S-001A, B), предназначенные для очистки жидкости от крупных механических включений. Тонкость фильтрации составляет 200 мкм. Для контроля засорения фильтров предусмотрен замер перепада давления по фильтрам. Предусматривается работа фильтров в режиме 1 рабочий - 1 резервный для каждого из пробкоуловителей.

Для обеспечения безопасной эксплуатации установок стабилизации конденсата предусматривается двойная защита от проскока газа в блоки емкостей 105-V-100A/B, 205-V-100A/B и 305-V-100A/B от пробкоуловителей. Устанавливается запорно-регулирующий клапан 303-FV-00011 (403-FV-00011) и пневмокран сразу на выходе из пробкоуловителя. Блокировка пневмокрана 303-SDV-00004 (403-SDV-00004) реализуется по минимально аварийному уровню в пробкоуловителе.

Для сбора дренажей от пробкоуловителей предусмотрены 2 дренажные емкости с насосами 303-V-002 (403-V-002) объемом 40 м^3 с последующим возвратом на вход УСК № 1 и УСК № 2 существующих входных сооружений (СВхС) по общему коллектору возврата дренажей. После ввода в эксплуатацию (этап ввода 4, 2032 г.) установки стабилизации конденсата № 3 (УСК № 3) часть дренажей будет поступать на УСК № 3.

Для защиты пробкоуловителя и трубной обвязки от превышения давления предусмотрены предохранительные клапана, рассчитанные на случай пожара вблизи технологического оборудования.

На входе и выходе из ПУ устанавливаются пневмокраны для отсечения аппарата и аварийного сброса давления на факел холодного сухого газа. Сброс на факел

осуществляется путем открытия крана аварийного сброса давления 303-BDV-00005 (403-BDV-00005). Также предусматривается возможность ручного сброса давления.

Для защиты трубопроводов от замерзания продукта предусмотрен электрообогрев. Также предусмотрен электрообогрев нижней части пробкоуловителя.

Для безопасного обслуживания технологического оборудования предусмотрены посты подачи воздуха технического, азота и пара со сбросом на свечи рассеивания при выполнении продувки, пропарки.

Предлагаемая схема пробкоуловителей обеспечивает:

- улавливание жидкостных пробок поступивших от ППА;
- снижение объема капельной жидкости поступающей на установку сепарации;
- предотвращение попадания на установку стабилизации конденсата крупных частиц механических примесей;
- автоматический и ручной сброс давления из технологического оборудования.

Монтажно-компоновочные решения.

Всего устанавливаются два пробкоуловителя 303(403)-V-001 DN 1200 перед входом (по технологическому потоку) на каждую из установок сепарации. Пробкоуловители представляет собой трубную конструкцию из труб DN 1200 с габаритами в плане 32 х 20 м и высотой по осям труб 4 м. Для обеспечения доступа при техническом обслуживании внутрь трубной конструкции предусмотрены люк-лазы. Монтаж пробкоуловителя выполняется на площадке строительства из труб, деталей трубопроводов и, частично, трубных узлов заводского изготовления (узлы стыковки трубных ниток, расположенных по коротким сторонам пробкоуловителей и в его центральной части). Трубная конструкция пробкоуловителей устанавливается на строительные конструкции. Для возможности прокладки сборных коллекторов с уклоном в сторону пробкоуловителей последние размещены в приямках глубиной 0,5 м. Приямок выполняет также функцию отбортовки и его объем рассчитан на локализацию пролива всего внутреннего объема пробкоуловителя. Для дренирования жидкости из пробкоуловителей в непосредственной близости от каждого из них установлена подземная дренажная 303(403)-V-002 с погружным насосом. Над насосом предусмотрен навес. Емкости расположены в бункерах. На наружную поверхность дренажных емкостей наносится антикоррозионное покрытие весьма усиленного типа.

План расположения технологического оборудования представлен на чертеже **25.011.3-ТР1.7-МР1.ГЧ л.1…л.7.**

5.1.3 Установка сепарации газа № 3, № 4

(черт. 25.011.3-ТР1.4.1-ТХ3.ГЧ л.1…л.7 тома 6.1.4.1)

Установка сепарации предназначена для разделения пластовой смеси на пластовую жидкость и отсепарированный газ, а также для улавливания твердых частиц.

Сепарация газа осуществляется в 6 технологических линиях. Предусматривается две установки сепарации газа по 3 (2 рабочих + 1 резервная) технологических линии в каждой установке. В каждой технологической линии устанавливается один вертикальный сепаратор газа производительностью по пластовой смеси 12 млн.н.м^3/сут расчетным давлением 7,9 МПа (изб.). Диапазон изменения производительности технологического оборудования принят от -50 % до +20 % относительно номинальной.

В верхнюю часть сепараторов встроена тарелка с фильтрующими элементами коалесцерами для “тонкой” очистки газа.

Принципиальная схема установок сепарации № 3,№ 4 приведена на чертеже **(черт. 25.011.3-ТР1.3.1-ТХ1.ГЧ л.1 тома 6.1.3.1)**.

Ввод в эксплуатацию установок сепарации газа № 3 и № 4 предусматривается в 2030 г (этап ввода 3).

Газ после пробкоуловителей 303-V-001, 403-V-001 поступает в сепараторы 304-V-100A,B,C (404-V-100A,B,C) в которых отделяется от углеводородного конденсата, ВМС и твердых частиц размером ≥0,3 мкм (эффективность не менее 99,7 %).

Равномерная подача газа на Завод СПГ обеспечивается регуляторами расхода 304-FV-00001A,B,C (404-FV-00001A,B,C) с корректировкой по давлению в коллекторе отсепарированного и отфильтрованного газа.

Очищенный газ из верхней части сепараторов 304-V-100A,B,C (404-V-100A,B,C) собирается в коллектор и направляется на Завод СПГ.

Контроль равномерного распределения пластовой смеси между сепараторами реализуется путем регулирования равного расхода на выходе из сепаратора.

Для возможности аварийного сброса давления из сепаратора в обвязке предусмотрен клапан аварийного сброса давления (304-BDV-00113A…C, 404-BDV-00113A…C) в факельный коллектор холодного сухого газа.

С годами эксплуатации будет происходить снижение давления газа на входе во входные сооружения, поэтому для обеспечения необходимого давления на входе в установки дальнейшей его подготовки завода СПГ отсепарированный газ в перспективе будет направляться в дожимную компрессорную станцию, для чего предусматриваются соответствующие узлы подключения.

Отвод выделенной пластовой жидкости из сепараторов 304-V-100A,B,C (404-V-100A,B,C) предусматривается под контролем регулятора уровня 304-LV-00108A,B,C (404-LV-00108A,B,C). Пластовая жидкость от сепараторов 304-V-100A,B,C и 404-V-100A,B,C собирается в один коллектор и направляется в общий коллектор пластовой жидкости для дальнейшего поступления на вход пробкоуловителей № 1 и № 2 (103-V-001, 203-V-001) существующих входных сооружений (СВхС) и далее в установки стабилизации конденсата № 1 и № 2. После ввода в эксплуатацию (этап ввода

4, 2032 г.) установки стабилизации конденсата № 3 (УСК № 3) часть пластовой жидкости будет поступать на УСК № 3.

Дренажи от сепараторов 304-V-100A,B,C (404-V-100A,B,C) направляются в надземную дренажную емкость 304-V-001 (404-V-001) объемом 12,5 м^3 с последующим возвратом на вход УСК № 1 и УСК № 2 существующих входных сооружений (СВхС) по общему коллектору возврата дренажей. После ввода в эксплуатацию (этап ввода 4, 2032г.) установки стабилизации конденсата № 3 (УСК № 3) часть дренажей будет поступать на УСК № 3.

Емкость дренажная 304-V-001 (404-V-001) по газовой линии соединена с факельной системой низкого давления.

Технологической схемой предусмотрена разгрузка аппаратов и коммуникаций установок сепарации газа № 3 и № 4 от газа в факельную систему холодного сухого газа при аварийных ситуациях.

Сбросы с предохранительных клапанов от сепараторов поступают в факельную систему холодного сухого газа.

Технологической схемой предусмотрен подвод к установке следующих средств:

– воздух КИП от завода СПГ для управления пневмокранами и исполнительными механизмами регуляторов;

– азот от ресиверов азота в качестве продувочного газа и газа передавливания;

– для защиты от замерзания и поддержания температуры продукта для соответствующего оборудования и трубопроводов установок сепарации газа № 3 и № 4 предусматривается электрообгрев.

Монтажно-компоновочные решения.

Установки располагаются на открытой площадке, на каждой из них размещены три вертикальных блока сепараторов 304(404)-V-100A…C, установленные в один ряд. Сепараторы размещены в отбортовке высотой 0,15м. Для возможности обслуживания штуцеров аппаратов и их трубопроводной обвязки вокруг сепараторов предусмотрены площадки обслуживания. На трубопроводах входа и выхода газа из сепараторов на нулевой отметке здания установлены замерные устройства, регулирующая, запорная арматура. Арматурный блок на жидкостной линии расположен непосредственно у сепараторов в обогреваемом укрытии.

Для дренирования жидкости из сепараторов, в отбортовке высотой 0,15м, и в непосредственной близости от них установлена надземная дренажная емкость 304(404)-V-001 с погружным насосом. Над насосом предусмотрено укрытие. Обслуживание оборудования и запорной арматуры производится с площадки, расположенной непосредственно на емкости. Дренажная емкость покрываются теплоизоляцией и подлежит электрообогреву. На наружную поверхность сепараторов также наносится теплоизоляционное покрытие.

План расположения технологического оборудования представлен на чертеже **25.011.3-ТР1.7-МР1.ГЧ л.1…л.7.**

5.1.4 Установка стабилизации конденсата №3,4

(черт. 25.011.3-ТР1.4.2-ТХ1ГЧ л.1…15.7 тома 6.1.4.2)

Назначением Установки стабилизации конденсата № 3,4 Новых входных сооружений является прием пластовой жидкости, отделение от нее ВМС и приведения качества конденсата к требованиям документа "Требования к конденсату газовому КПСГ ОАО "Ямал СПГ" № 100-СтО.2.0.21.297 за счет удаления легкокипящих фракций углеводородного конденсата.

Принципиальная схема Установки стабилизации конденсата № 3 приведена на чертеже **25.011.3-ТР1.3.1-ТХ2.ГЧ л.1 тома 6.1.3.1**.

Сырьем установки является пластовая жидкость, поступающая от общего коллектора пластовой жидкости новых и существующих входных сооружений. Побочные продукты на установке – газ стабилизации, газ дегазации конденсата и водометанольная смесь. Стабилизация конденсата осуществляется методом ректификации в тарельчатой колонне 305-С-001.

Установка стабилизации конденсата № 3 вводится в эксплуатацию в 2032 году (4-й этап строительства). Установка стабилизации конденсата № 4 является резервной и предусматривается на этапе 5. Технологическая схема работы и оборудование УСК№4 аналогичны УСК№3 с заменой тэгов оборудования, арматуры, приборов КИПиА с 305- на 405-.

Пластовая жидкость из общего коллектора поступает во входной разделитель 305-V-100A,B, где разделяется на нестабильный конденсат и ВМС. Расчетное давление емкостей разделителей "Конденсат-ВМС" 305-V-100A, B составляет 7,9 МПа изб. Для снижения давления технологического потока нестабильного конденсата на выходе из емкостей разделителей установлены регуляторы расхода 305-FV-02808A, B, технологическое давление потока снижается до 2,1 МПа.

Далее нестабильный конденсат поступает в рекуперативный теплообменник 305-E-001, где нагревается до 40 °С за счет теплообмена со стабильным конденсатом, поступающим из рекуперативного теплообменника 305-E-002. Расчетное давление теплообменника 305-E-001 составляет 2,5 МПа изб.

При пуске установки тепла стабильного конденсата недостаточно для нагрева нестабильного конденсата в теплообменнике 305-E-001. На этот случай предусмотрена установка пускового подогревателя 305-E-003, расположенного после 305-E-001. Нагрев нестабильного конденсата в пусковом теплообменнике происходит за счет нагрева высокотемпературным теплоносителем (DOWTHERM Q или аналог). Пусковой теплообменник байпасирован для исключения его из работы

Нестабильный конденсат из теплообменника 305-E-001 (305-E-003) поступает в блок-дегазатор 305-V-200, где дегазируется при давлении 1,9…2,0 МПа, расчетное давление 2,5 МПа изб.

Насосом 305-P-001A…C в блок-дегазатор 305-V-200 подается нестабильный конденсат от емкости сбора нестабильного конденсата 305-V-001.

В емкость сбора конденсата 305-V-001 конденсат поступает:

- возврат дренажей от дренажных емкостей в составе установок: ППА3,4, пробкоуловитель №3, пробкоуловитель№4, корпус сепарации №3, корпус сепарации №4, установка регенерации метанола №3,4, компрессорная газов стабилизации № 2;
- возврат от емкостей аварийного слива УСК3;
- некондиционный конденсат от 305-E-005;
- нестабильный конденсат от 305-P-001A…C (линия минимального байпаса).

Поток конденсата из дегазатора поступает в разделитель 305-V-300, в котором от конденсата отделяется остаточное количество водометанольной смеси. Расчетное давление 2,5 МПа изб.

После отделения остаточного количества ВМС нестабильный конденсат делится на две части – одна поступает на орошение колонны, другая – в рекуперативный теплообменник конденсат-конденсат 305-E-002, в котором нагревается потоком горячего стабильного конденсата из куба колонны стабилизации до температуры около 105…115°С, и поступает в качестве питания в колонну стабилизации 305-C-001. Расчетное давление данной части технологической линии – 1,6 МПа изб.

Процесс стабилизации протекает при давлении в колонне 0,8 МПа. Температура куба при этом составляет 165…180 °С. Подвод тепла в куб колонны осуществляется с помощью циркуляции теплоносителя DOWTHERM Q через ребойлер 305-E-004. Пары с верха колонны направляются в коллектор газов стабилизации СВхС и НВхС, откуда подаются на первую ступени компримирования компрессорной газов стабилизации.

Газы дегазации конденсата из блока емкости дегазатора 305-V-200 направляются в коллектор газов дегазации СВхС и НВхС, откуда подаются на вторую ступень компримирования компрессорной газа стабилизации.

Стабильный конденсат из куба колонны стабилизации последовательно проходит два рекуперативных теплообменника 305-E-002, 305-E-001, в которых отдает тепло потоку нестабильного конденсата, после чего доохлаждается до температуры 40°С в аппарате воздушного охлаждения 305-E-005 и направляется к резервуарам стабильного конденсата.

Отделенная в 305-V-100A,B, водометанольная смесь подается в общий коллектор СВхС и НВхС и оттуда на установку регенерации метанола. Отделенная в 305-V-300 водометанольная смесь направляется на УРМ №3,4,5,6 (в связи с небольшим объемом перемычка между СВхС и НВхС не предусматривается).

Для обеспечения безопасной работы установки стабилизации, на случай отключения компрессорной газа стабилизации предусматривается возможность разгрузки газа дегазации и стабилизации в факельную систему.

Для защиты оборудования от аварийного повышения давления предусмотрены предохранительные клапаны. Предусмотрена установка предохранительных клапанов на трубопроводе подвода нестабильного конденсата к теплообменнику 305-E-001 на случай отказа регулирующего клапана в составе блока емкости-разделителя 305-V-100A,B. В блочном оборудовании предусмотрены предохранительные клапаны на случай пожара вблизи аппарата. Колонна стабилизации конденсата и испаритель колонны стабилизации защищены предохранительным клапаном, рассчитанным на случай закрытого выхода паров из колонны. Кроме того, предусматривается установка предохранительного клапана на трубопроводе подвода нестабильного конденсата к теплообменнику 305-E-003, и на трубопроводе подвода стабильного конденсата к АВО 305-E-005 на случай теплового расширения конденсата.

Сброс газа при срабатывании предохранительных устройств, аварийных разгрузочных кранов направляется в факельный коллектор влажного теплого газа.

Из емкости сбора конденсата 305-V-001 постоянный газовый поток направляется в факельный коллектор низкого давления для сжигания.

Для аварийного опорожнения технологических емкостей и блоков от жидкости предусмотрена отдельная линия эвакуации жидкого продукта в емкости аварийного слива 305-V-002A,B,C, суммарный объем емкостей составляет 300 м^3.

Эвакуированный продукт из емкостей аварийного слива возвращается в технологический процесс путем передавливания в емкость 305-V-001.

Для возможности первоначального пуска установки предусмотрена возможность цикловой работы, т.е. некондиционный конденсат из куба колонны стабилизации будет поступать в емкость 305-V-001, откуда насосами подачи нестабильного конденсата 305-P-001A,B,C будет подаваться в емкость 305-V-200. Для режима цикловой работы предусматривается одновременная работа двух насосов подачи нестабильного конденсата. После выхода установки на уровень требуемых технологических показателей выполняется переключение на нормальный режим работы, стабильный конденсат подается на склад, насосы подачи нестабильного конденсата переходят в режим периодической работы.

Для постоянного мониторинга за качеством стабильного конденсата, поступающего на склад предусмотрен поточный анализатор давления насыщенных паров по Рейду. Значение давления насыщенных паров рассчитывается в соответствии ГОСТ 1756-2000 (ИСО 3007-99).

Дренажи от технологического оборудования установки направляются в емкость дренажную с полупогружным насосом 305-V-004.

Технологической схемой предусмотрен подвод к установке следующих сред:

- воздух КИП от ресиверов воздуха КИП для управления исполнительными механизмами регуляторов;

- азот от ресиверов азота в качестве продувочного газа и газа передавливания;

- технический воздух от систем Завода СПГ;

- теплоноситель (горячее масло DOWTHERM Q или аналог) – прямой и обратный потоки – от (к) установки подготовки теплоносителя.

Монтажно-компоновочные решения.

Предусматривается строительство двух технологических установок стабилизации конденсата в двух отдельных зданиях. Компоновка технологического оборудования обеих линий аналогична. Технологическое оборудование, в основном, размещено в отапливаемом и вентилируемом помещении с габаритами в плане 18 м х 57 м. Вне здания размещены аппараты воздушного охлаждения, надземные дренажные емкости, значительная по габаритам емкость сбора углеводородного конденсата, а также емкости аварийного слива. Все наружное оборудование имеет бордюр по периметру площадки на нулевой отметке высотой 0,15 м.

Основное технологическое оборудование, включая насосное, теплообменное и емкостное оборудование, размещено внутри здания. Вдоль длинной стороны здания предусмотрена эстакада технологических трубопроводов для соединения технологического оборудования между собой. Для извлечения трубных пучков при ремонте напротив теплообменного оборудования в стене здания (по его длинной стороне) предусмотрены съемные панели.

Для обслуживания технологического оборудования и его трубопроводной обвязки предусматривается подвесной грузоподъемный кран с электроприводом во взрывобезопасном исполнении грузоподъемностью 5 т. Высота подъема крана 9,0 м. Компоновкой оборудования предусматривается свободное пространство для ремонтных работ. В связи с тем, что колонна стабилизации имеет значительные габариты по высоте и верхняя ее часть оказывается вне помещения, грузоподъемный кран не обслуживает (на подкрановых путях установлены ограничители линейного перемещения) пролет здания в котором она установлена.

Высотные отметки установки технологического оборудования друг относительно друга обеспечивают необходимый подпор для насосного оборудования и правильное протекание технологического процесса.

На входе и выходе в здание трубопроводов со взрывопожароопасными средами устанавливается отсекающая арматура с приводом на расстоянии от стены здания не ближе 3 м и не дальше 50 м.

План расположения технологического оборудования и трубопроводов представлен на чертежах **25.011.3-ТР1.7-МР1.ГЧ л.1…л.7.**

5.1.5 Компрессорная газов стабилизаци № 2

(черт. 25.011.3-ТР1.4.5-ТХ1.ГЧ л.1…6.2 тома 6.1.4.5)

Компрессорная газов стабилизации предназначена для компримирования газа дегазации и стабилизации, поступающих от установки стабилизации конденсата новых и существующих входных сооружений и завода СПГ. Также в линию газа стабилизации от установки стабилизации конденсата №2 существующих входных сооружений подмешивается газ мгновенного испарения от завода СПГ.

Принципиальная схема компрессорной газов стабилизации приведена на чертеже **(черт. 25.011.3-ТР1.3.1-ТХ3.ГЧ л.1 тома 6.1.3.1).**

Для компримирования смеси газов предусмотрена компрессорная установка 2006-U-100 A,B,C, включающая три технологических блока (2 рабочих + 1 резервный). Давление нагнетания компрессоров принято равным давлению газа на выходе из ЗПА.

Оборудование компрессорной представляет собой три отдельных технологических блока, в состав каждого блока компрессорной установки входят следующие элементы:

– компрессорные агрегаты с системами смазки и охлаждения компрессора, цилиндров, уплотнений, электродвигателя;

– блоки входных и межступенчатых сепараторов;

– блоки межступенчатых и выходных аппаратов воздушного охлаждения;

– обвязочные трубопроводы и арматура технологического газа и вспомогательных систем.

Компрессорная установка поставляется комплектно с локальной системой автоматизированного управления (САУ), обеспечивающей безопасную ее работу на всех режимах, включая пуск и останов.

Аппараты воздушного охлаждения, входящие в комплект поставки каждой компрессорной установки, располагаются за пределами здания.

Компрессорная газов стабилизации № 2 вводится в эксплуатацию в 2032 году.

Газ стабилизации конденсата из колонны (поз. 305-С-001, 405-С-001) направляется в компрессорную установку. Газовая смесь после предварительной очистки от жидкости и механических примесей во входном сепараторе газа 2006-V-101 поступает на первую ступень компримирования. Далее сжатый газ охлаждается в аппарате воздушного охлаждения 2006-E-101 и направляется в сепаратор второй ступени компримирования 2006-V-104, в который также подается газ дегазации, поступающий от блока емкости-дегазатора 305-V-200, 405- V-200. Производительность блока по газу стабилизации определяется работой УСК и, согласно материальному балансу, составляет 4365-6340 кг/ч. Производительность второй ступени – 10415-14070 кг/ч. Жидкая фаза из сепараторов газа первой ступени 2006-V-101 и сепаратора второй

ступени 2006-V-104, накапливается в дренажной емкости 2006-V-001 и направляется в емкость для сбора углеводородного конденсата 305-V-001, 405-V-001.

Газ после сепаратора второй ступени поступает на вторую ступень компримирования и сжатый охлаждается в аппарате воздушного охлаждения 2006-E-102 до температуры 25÷45 °С и направляется в трубопровод пластового газа перед пробкоуловителем. Для защиты от превышения давления в обвязке компрессоров предусмотрены предохранительные клапаны Сбросы от предохранительных клапанов направляются в факельный коллектор теплого влажного газа высокого давления.

Учитывая, что компрессорная установка территориально отдалена от технологических линий стабилизации конденсата, для сбора углеводородных дренажей из компрессорной предусмотрена индивидуальная дренажная емкость 2006-V-001. "Дыхание" емкости осуществляется в факельный коллектор низкого давления. Емкость оснащена полупогружным насосом 2006-P-001 для возврата углеводородов в емкости сбора углеводородного конденсата 305-V-001, 405-V-001.

Для хранения смазочного масла, в здании компрессорной предусмотрено помещение маслохозяйства. Расходная емкость заполняется маслом с помощью расположенного перед ней насоса. Затем другим насосом масло подается в напорную емкость, которая находится выше основного оборудования компрессорной. За счет перепада высот, смазочное масло самотеком направляется к картерам работающих агрегатов. Объем расходной емкости достаточен для работы компрессорной в течение 14 дней, напорной емкости – 7 дней. Помимо расходной и напорной емкостей предусмотрен запас масла в таре, рассчитанный на 90 дней непрерывной работы.

Монтажно-компоновочные решения.

Три поршневых компрессора с электроприводом размещены в технологическом помещении компрессорной газов стабилизации с габаритами в плане 18 м х 36 м и высотой до низа подкранового пути 6 м. Компрессорные агрегаты поставляются в блочном исполнении смонтированными на раме со своей трубопроводной обвязкой. В комплект поставки каждого из агрегатов также входят два сепаратора (входные на 1-ю и 2-ю ступень) со своей трубопроводной обвязкой, площадками обслуживания приборами КИПиА. Компрессорные агрегаты расположены в один ряд со свободным проходом вдоль фронта компрессоров 1,5 м. Сепараторы также размещены в помещении напротив соответствующего компрессора. Для обслуживания технологического оборудования и его трубопроводной обвязки предусматривается подвесной грузоподъемный кран с электроприводом во взрывобезопасном исполнении грузоподъемностью 8 т. Высота подъема крана 6,0 м. Компоновкой оборудования предусматривается свободное пространство для ремонтных работ.

Аппараты воздушного охлаждения расположены вне помещения в непосредственной близости от стены здания.

На входе и выходе в здание трубопроводов со взрывопожароопасными средами устанавливается отсекающая арматура с приводом на расстоянии от стены здания не ближе 3 м и не дальше 50 м.

План расположения технологического оборудования и трубопроводов представлен на чертежах **25.011.3-ТР1.7-МР1.ГЧ л.1…л.7.**

5.1.6 Установка регенерации метанола № 3,4,5,6

(черт. 25.011.3-ТР1.4.3-ТХ1.ГЧ л.1…16.8 тома 6.1.4.3)

Установка регенерации метанола №3,4,5,6 Новых входных сооружений предназначена для повышения концентрации метанола из водометанольной смеси, отделяющейся в разделителях установки стабилизации конденсата, с целью его повторного использования в качестве ингибитора гидратообразования.

Принципиальная схема линий УРМ № 3 приведена на чертеже **(черт. 25.011.3-ТР1.3.1-ТХ4.ГЧ л.1 тома 6.1.3.1).**

Сырьем установки регенерации метанола является водометанольная смесь, поступающая от разделителей "ВМС-конденсат" установки стабилизации конденсата №1,2,3 или УПВМС (перспектива), Продукцией установки является регенерированный метанол концентрацией 95 %. Побочный продукт – кубовая вода концентрацией 5 %.

Решения по технологии и мощности установки регенерации метанола принимались исходя из выполненных институтом расчетов процессов гидратообразования в трубопроводах газосборной сети. По результатам расчетов усредненная концентрация ВМС от Старых входных сооружений и Новых входных сооружений принята 5…24 % масс.; количество ВМС, поступающей на регенерацию – 76…227 т/час. При этом на УРМ №1,2 перерабатывается 60 т/час с учетом чистки одной линии, остальное количество направляется на УРМ №3,4,5,6.

Регенерация метанола осуществляется методом атмосферной ректификации. Установка состоит из восьми линий производительностью по 20000 кг/ч по водометанольной смеси. Установка располагается в четырех отдельных зданиях по две линии в каждом, воздушные конденсаторы располагаются на открытых площадках возле зданий. Ввод УРМ №3,4 (линии 521/621/721/821, дренажная и аварийная емкости, АВО охлаждения кубовой жидкости) предусматривается в первом этапе строительства. Ввод в эксплуатацию УРМ №5,6 (линии 921/1021/1121/1221 со своими дренажной и аварийной емкостью, АВО охлаждения кубовой жидкости) предусмотрен в пятом этапе строительства, по мере увеличения количества выносимой пластовой воды, определенного показателями разработки месторождения. Проектом предусмотрены как строительство, так и все необходимые подключения.

Описание технологической схемы приведено для линии 521 УРМ №3.

В состав каждой линии входит:

– блок разделителя-дегазатора "ВМС-конденсат" 521-V-001;

– колонна регенерации метанола 521-C-001;

– блок испарителя 521-E-002 в составе с двумя теплообменниками 521-E-003 A,B;

– емкость сбора рефлюкса 521-V-002;

– воздушные конденсаторы метанола 521-E-001A,B;

– насосное оборудование с фильтрами.

– блок подачи антискаланта 2021-U-001.

Насыщенный водный раствор метанола от разделителей “ВМС-конденсат” 105(205)-V-100, 305-V-100A,B и разделителей 105(205,305)-V-300 установок стабилизации конденсата №1,2,3 или УПВМС (перспектива), а также от емкости аварийного слива 2021-T-002 поступает в блок разделителя-дегазатора насыщенного метанола 521-V-001 с концентрацией 5…24 % масс. под собственным давлением ~150 кПа (абс). В 521-V-001 насыщенный метанол дегазируется и отстаивается от жидких углеводородов.

Для равномерной загрузки всех УРМ на линии подачи ВМС в разделитель-дегазатор установлены регуляторы расхода.

Газы дегазации поступают в факельную систему низкого давления.

Отделившиеся жидкие углеводороды периодически отводятся в дренажную емкость 2021-T-001 обьемом 12,5 м3, откуда откачиваются полупогружным насосом в емкость сбора конденсата 105(205,305)-V-001 установки стабилизации конденсата №1,2,3.

Насыщенный метанол из разделителя-дегазатора 521-V-001 насосом 521-P-100A,B под контролем регулятора расхода поступает в теплообменники 521-E-003A,B, в которых подогревается до температуры 40-50 ºС кубовой водой и далее направляется в ректификационную колонну 521-C-001 в качестве питания.

При этом насыщенный метанол перед 521-E-003A,B проходит импульсную обработку потока для предотвращения солеотложения в колонне и теплообменном оборудовании, также фильтрацию от мехпримесей.

Кипение жидкости в испарителе 521-E-002 обеспечивается подачей теплоносителя. В качестве теплоносителя используется DOWTHERM Q или аналог с температурой на входе ~ 240 °С. Регулирование температуры в испарителе производится регулятором на трубопроводе подачи теплоносителя.

Паровая фаза из испарителя поднимается в верхнюю часть ректификационной колонны 521-C-001. Давление в колонне составляет 0,07 МПа. Температура низа – 114 ºС, верха – 72 ºС.

Пары метанола выходят из колонны 521-C-001 и поступают на конденсацию и охлаждение в аппараты воздушного охлаждения 521-E-001A,B, откуда жидкая фаза

стекает в емкость сбора рефлюкса 521-V-002. Метанол из этой емкости откачивается насосом 521-P-300A,B.

Часть регенерированного метанола с нагнетания насоса 521-P-300A,B из рефлюксной емкости 521-V-002 подается в верхнюю часть колонны 521-C-001 в качестве орошения. Другая часть под контролем уровня откачивается в емкости хранения метанола. Регулирование температуры верха колонны выполняется клапаном на линии подачи орошения. Для исключения попадания паров метанола в атмосферу в емкость 521-V-002 предусмотрена подача азота.

Кубовая вода с содержанием метанола не более 0,05 % масс. из испарителя 521-E-002 поступает в теплообменники 521-E-003A,B, где отдает тепло поступающему насыщенному метанолу, и далее насосами 521-P-200A,B откачивается на КОС. На территории КОС предусмотрено АВО для охлаждения до требуемой температуры 25…40°С.

Для предупреждения образования накипи, а также безразборной чистки случайных отложений предусмотрена подача антискаланта (ингибитора) от блока 2021-U-001 в наиболее ответственные участки схемы регенерации метанола. Подача реагента перед теплообменником 521-E-003A,B призвана защитить трубное пространство при подогреве смеси до температур свыше 40-50°С, а дополнительный узел подачи перед колонной 521-C-001 защищает непосредственно сам аппарат, работающего на более высоком уровне температур.

Дренажи от технологического оборудования установки направляются в емкость дренажную с полупогружным насосом 2021-T-001.

Технологической схемой предусмотрен подвод к установке следующих сред:

- воздух КИП от ресиверов воздуха КИП для управления исполнительными механизмами регуляторов;

- азот от ресиверов азота в качестве продувочного газа и газа передавливания;

- технический воздух от систем Завода СПГ;

- теплоноситель (горячее масло DOWTHERM Q или аналог) – прямой и обратный потоки – от (к) установки подготовки теплоносителя.

Защита аппаратов от превышения давления обеспечивается путем установки предохранительных клапанов. Сбросы от ПК поступают в факельную систему.

Для аварийного опорожнения технологических блоков от жидкости предусмотрена отдельная линия эвакуации жидкого продукта в емкость аварийного слива 2021-T-002. Объем емкости составляет 100 м^3.

Эвакуированный продукт из емкости аварийного слива возвращается в технологический процесс. Слив жидкого остатка из емкостного оборудования после останова установки также предусматривается в емкость 2021-T-002.

Монтажно-компоновочные решения.

Предусматривается строительство четырех одинаковых зданий установки регенерации метанола. В составе каждого здания предусматриваются две технологические линии. Технологическое оборудование, в основном, размещено в отапливаемом и вентилируемом помещении с габаритами в плане 36 м х 48 м.

Вне здания размещены аппараты воздушного охлаждения, надземные дренажные емкости. Все наружное оборудование имеет бордюр по периметру площадки на нулевой отметке высотой 0,15 м.

Внутри помещения размещено остальное технологическое оборудование двух линий установки регенерации метанола. Технологическое оборудование каждой из линий расположено в ряд вдоль длинной стороны здания напротив друг друга. Между оборудованием технологических линий предусмотрена эстакада для прокладки технологических трубопроводов, соединяющих оборудование между собой. Запорно-регулирующая арматура устанавливается преимущественно на нулевой отметке пола здания. Там, где это необходимо, для обслуживания штуцеров аппаратов, трубопроводной арматуры и ее приводов предусматриваются площадки обслуживания.

Для извлечения трубных пучков при ремонте напротив теплообменного оборудования в стене здания (по его длинной стороне) предусмотрены съемные панели.

Для обслуживания технологического оборудования и его трубопроводной обвязки предусматривается два (для каждой из полуниток) подвесных грузоподъемных крана с электроприводом во взрывобезопасном исполнении грузоподъемностью 3,2 т. Высота подъема крана 9,0 м. Компоновкой оборудования предусматривается свободное пространство для ремонтных работ. В связи с тем, что колонные аппараты имеют значительные габариты по высоте и верхняя их часть оказывается вне помещения, грузоподъемный кран не обслуживает (на подкрановых путях установлены ограничители линейного перемещения) пролет здания в котором они установлены.

На входе и выходе в здание трубопроводов со взрывопожароопасными средами устанавливается отсекающая арматура с приводом на расстоянии от стены здания не ближе 3 м и не дальше 50 м.

План расположения технологического оборудования и трубопроводов представлен на чертежах **25.011.3-ТР1.7-МР1.ГЧ л.1…л.7.**

5.1.7 Установка подготовки теплоносителя

(черт. 25.011.3-ТР1.4.4-ТХ1.ГЧ л.1…15 тома 6.1.4.4)

Назначение системы подготовки теплоносителя состоит в обеспечении теплом потребителей с помощью контура циркуляции. Подвод тепла теплоносителю осуществляется в печах за счет горения топливного газа.

Ввод в эксплуатацию Установки подготовки теплоносителя предусматривается в 2028 г (этап ввода 1).

Установка подготовки теплоносителя включает в себя следующие элементы:

1. Буферные емкости (расширители) 2046-V-001 A, B;
2. Насосы циркуляции 2046-P-101 A, B, 2046-P-201 A, B
3. Фильтр циркуляции 2046-S-001;
4. Насосы циркуляции контура ОВКВ 2046-P-301 A, B, C;
5. Теплообменники теплоноситель/раствор гликоля 2046-E-002 A, B;
6. Емкости хранения теплоносителя 2046-V-003, 2046-V-004, 2046-V-005;
7. Подогреватели емкостей хранения 2046-H-003, 2046-H-004, 2046-H-005;
8. Дренажные емкости 2046-V-002 A, B;
9. АВО теплоносителя 2046-E-001;
10. Насос откачки дренажа 2046-P-002;
11. Фильтр дренажный 2046-S-002.

Теплоноситель перекачивается из расширительных емкостей (2046-V-001 A, B) насосами циркуляции теплоносителя (2046-P-101 A, B, 2046-P-201 A, B) в печи подогрева теплоносителя (2046-F-100, 2046-F-200, 2046-F-300, 2046-F-400, 2046-F-500) где происходит его подогрев до требуемой температуры. Этапность установки печей приведена в таблице 5.1.7.1.

Таблица 5.1.7.1– Этапность строительства печей подогрева теплоносителя

Этап строительства	Количество печей
1 этап строительства	2 шт.
2 этап строительства	-.
3 этап строительства	1 шт.
4 этап строительства	-
5 этап строительства	2 шт.

Всего проектом предусмотрено 5 печей подогрева теплоносителя.

После печей подогрева теплоносителя среда поступает к потребителям тепла. Потребители включают в себя:

1. Установка удаления ртути (данная установка не входит ;
2. Установка регенерации метанола №3
3. Установка регенерации метанола №4;
4.Установка стабилизации конденсата №3;
5. Установка стабилизации конденсата №4
6. Установка регенерации метанола №5
7. Установка регенерации метанола №6
8. Теплообменники ОВКВ 2046-E-201 A, B.

Из указанных потребителей подогреватели ОВКВ общего участка имеют отличную от других температуру подачи для сокращения до минимума разрушения среды. Необходмая температура достигается путем забора теплоносителя из коллектора возврата и его смешивания с горячим теплоносителем из коллектора подачи, при этом обеспечивается регулировании температуры за счет регулятора ТС установленного отводе от общего трубопровода нагнетания насосов (2046-P-101 A, B, 2046-P-201 A, B).

Вторичный контур теплоносителя перекачивается в подогреватели ОВКВ общего участка при помощи насосов циркуляции ОВКВ (2046-P-301 A, B, C). Предусматривается линия рециркуляции, которая обеспечивает постоянный расход вокруг вторичного контура. Теплоноситель поступает из вторичного контура, где соединяется с возвратом теплоносителей от других потребителей, к расширительным емкостям (2046-V-001 A, B).

Концевой холодильник горячего масла системы теплоносителя (2046-E-001) устанавливается параллельно потребителям тепла, главная цель которого является поддержания температуры в системе при отсутствии нагрузок от потребителей.

Постоянный отводимый поток поступает со стороны нагнетания циркуляционных насосов (2046-P-101 A, B, 2046-P-201 A, B) и проходит через фильтр отводимого потока горячего масла системы теплоносителя общего участка (2046-S-001) обратно к расширительным емкостям (2046-V-001 A, B). Данный отводимый расход минимизирует накопление любых возможных высоковязких компонентов и устанавливается равным 5% расхода на циркуляцию системы теплоносителя.

Для хранения больших объемов теплоносителя предусматривается емкости теплоносителя (2046-V-003, 2046-V-004, 2046-V-005), обеспечивающий первичное заполнение, подпитку при работе и дренирование системы. Заполнение производится с грузовых автомобилей или из стандартных контейнеров ISO. Насос теплоносителя общего участка (2046-P-001) используется для заполнения системы на общем участке. Данный насос также используется для смешения путем рециркуляции. Емкости хранения оснащены электрическими подогревателями 2046-H-003, 2046-H-004, 2046-H-005 для поддержания температуры теплоносителя на требуемом уровне.

Для освобождения от теплоносителя всей системы и каждой единицы оборудования в целях проведения технического обслуживания предусмотрена дренажная система. Система состоит из дренажного коллектора, двух дренажных емкостей (2046-V-002 A, B) и дренажного насоса (2046-P-002). Дренаж поступает в емкости за счет подачи азота под избыточным давлением в дренируемый участок. Из дренажных емкостей (2046-V-002 A, B) при помощи насоса (2046-P-002) существует возможность вернуть дренаж в систему или закачать в емкости хранения теплоносителя (2046-V-003, 2046-V-004, 2046-V-005). При перекачке теплоноситель проходит через фильтр (2046-S-002). Дренажная система также применяется для заполнения системы теплоносителя (двусторонний коллектор).

Монтажно-компоновочные решения.

План расположения технологического оборудования и трубопроводов представлен на чертежах **25.011.3-ТР1.7-МР1.ГЧ л.1…л.7.**

Технологическое помещение насосной имеет габариты в плане 12 м х 42 м и высоту до низа подкранового пути 5,25 м. Насосы расположены в один ряд. Проход по фронту насосов составляет 1,5 м. Для обслуживания технологического оборудования и его трубопроводной обвязки предусматривается подвесной грузоподъемный кран с электроприводом во взрывобезопасном исполнении грузоподъемностью 3,2 т. Компоновкой оборудования предусматривается свободное пространство для ремонтных работ.

В непосредственной близости со зданием насосной располагаются емкости дренажные в надземном исполнении.

Емкости хранения теплоносителя, а также емкости буферные и АВО теплоносителя располагаются на этажерке высотой не менее 3 м. Компоновка технологического оборудования выполнена в один ряд и имеет общее обвалование по периметру высотой 0,15м.

Блоки печей огневого подогрева располагаются в один ряд на отдельной площадке. Каждый блок предусматривает индивидуальное обвалование высотой не менее 0,15м.

Между блоками печей и насосной с наружным оборудованием предусмотрена эстакада для прокладки технологических трубопроводов, соединяющих оборудование между собой. Для обслуживания штуцеров аппаратов, трубопроводной арматуры и ее приводов предусматриваются площадки обслуживания.

5.1.8 Расходные резервуары метанола с насосной № 2

(25.011.3-ТР1.4.5-ТХ2.ГЧ л.1…9)

Для оперативного хранения метанола, поступающего от склада ГСМ, а также от установки регенерации метанола предусматривается 4 горизонтальных резервуара объемом по 100 м^3 (поз. 2020-Т-002А..D).

Ввод в эксплуатацию расходных установки расходные резервуары метанола с насосной в 3 этапе строительства в 2030 году.

Метанол к емкостям поступает от установки регенерации метанола №3, 4, 5, 6, а также, от установки регенерации метанола № 1, 2, поступление метанола от верхнего склада ГСМ и завода СПГ на новых входных сооружениях не предусматривается.

Учитывая поток метанола от установки регенерации, запаса метанола, содержащегося в резервуарах, достаточно для обеспечения оперативного запаса промысла ингибитором гидратообразования в течение 30 дней.

Для снижения попадания паров метанола в атмосферу, в каждый резервуар предусмотрена "азотная подушка".

Для подачи метанола на кусты скважин, а также для перекачки между резервуарами предусматривается насосная метанола.

Для сбора дренажей метанола предусмотрена дренажная емкость 2020-Т-001 объемом 8 м^3 с последующим возвратом в емкости хранения метанола насосом 2020-Р-001.

Для одорирования метанола предусмотрена емкость хранения керосина 2020-Т-003 объемом 50 м^3 расположенная рядом с дренажной емкостью. Заполнение емкости производится от автоцистерны.

В соответствии с требованиями нормативных документов технологические емкости метанола размещены в ограждаемых зонах, снабженных охранной сигнализацией.

В насосной метанола размещаются дозировочные насосы подачи метанола к кустам скважин, насос перекачки метанола между резервуарами, и насос керосина для одорирования метанола. Для подачи метанола к кустам и в ЗПА, предусматривается применение 5-ти блоков герметичных дозировочных насосов поз. 2020-Р-002А..Е. Для перекачки метанола между резервуарами предусматривается применение герметичного центробежного насоса, Q=100 м3 /ч, Н=70 м (поз. 2020-Р-003). Также предусматривается отдельный насос производительностью Q=1 м3 /ч (поз. 2020-Р-004) для подачи керосина на всас насоса внутрискладской перекачки с целью одорирования метанола, находящегося в резервуарах. Одорирование производится в течение часа после наполнения резерваура. В зависимости от поступлений метанола, наполнение одной емкости занимает от 4 до 7 часов.

Монтажно-компоновочные решения.

Четыре горизонтальных емкости объемом 100 м3 каждая расположены в общем обваловании высотой 1 м и ограждены по обвалованию металлической сеткой. Высота ограждающей стенки рассчитана из условия разлива одного резервуара. Через обвалования предусмотрены переходные мостики с четырех сторон обвалования. Расстояние по осям емкостей принято 6 м (между стенками резервуаров – 3 м). На трубопроводах входа/выхода метанола из емкостей установлены коренные задвижки с ручным приводом внутри обвалования в непосредственной близости от штуцеров резервуаров и задвижки с электроприводом вне обвалования. Для обслуживания трубопроводной арматуры и ее приводов предусмотрены площадки обслуживания. Коллекторы входа/выхода и другие необходимые трубопроводы размещены вне обвалования на одноярусной эстакаде шириной 4 м.

Насосная удалена от края обвалования резервуара на 15 м. Технологическое помещение насосной имеет габариты в плане 18 м х 21 м и высоту до низа подкранового

пути 5,5 м. Насосы расположены в два ряда с эстакадой технологических трубопроводов между ними. Проход по фронту насосов составляет 1,5 м. Для обслуживания технологического оборудования и его трубопроводной обвязки предусматривается подвесной грузоподъемный кран с электроприводом во взрывобезопасном исполнении грузоподъемностью 2т. Компоновкой оборудования предусматривается свободное пространство для ремонтных работ. На входе и выходе в здание трубопроводов со взрывопожароопасными средами устанавливается отсекающая арматура с приводом на расстоянии от стены здания не ближе 3 м и не далее 50 м. План расположения технологического оборудования и трубопроводов представлен на чертежах **25.011.3-ТР1.7-МР1.ГЧ л.1…л.7.**

5.1.9 Емкости дизельного топлива

(черт. 25.011.3-ТР1.4.5-ТХ8.ГЧ л.1…2)

Потребителями дизельного топлива на новых входных сооружениях являются аварийные дизельные электростанции и котельная.

Ввод в эксплуатацию установки емкости дизельного топлива для АДЭС планируется в 3 этапе строительства в 2030 году, установки емкость дизельного топлива для котельной планируется 1 этапе строительства в 2028 году.

5.1.9.1 Емкости дизельного топлива для АДЭС

Для аварийного электроснабжения потребителей новых входных сооружений предусматриваются пять аварийных дизельных электростанций 2041-U-100…741-U-500 мощностью 2400 кВт каждая.

В качестве топлива для вновь устанавливаемых дизельных электростанций, используется дизельного топлива по ГОСТ Р 55475-2013 марка "А-52".

Для обеспечения бесперебойной работы АДЭС в течение суток, на площадке ДКС предусмотрена установка пяти емкостей дизельного топлива 2041-Т-100…500 каждая объемом по 19 м^3 . Хранение 10 суточного запаса арктического дизельного топлива осуществляется на существующем складе ГСМ.

Пополнение резервуаров 2041-Т-100…500 предусмотрено через быстроразъемное соединение от автоцистерны с осуществлением замера количества поступающего топлива. Слив содержимого резервуаров (дизельное топливо), осуществляется через быстроразъемное соединение с последующим вывозом автоцистерной.

Подача смазочного масла в маслобак ДЭС предусматривается из бочек при помощи собственного насоса дизельной электростанции. Хранение бочек с маслом на период не менее 15 суток (согласно п. 4.3.1 НТПД-90) для АДЭС осуществляется в

существующих складских помещениях. Слив отработанного масла также предусматривается в бочки.

Каждая емкость с дизельным топливом оборудована свечой с дыхательным клапаном и приборами КИП.

Число часов работы каждой ДЭС – до 240 ч/год.

Монтажно-компоновочные решения.

Для оперативного запаса дизельного топлива для ДЭС устанавливаются пять емкостей 2041-Т-100…500 объемом 19 м^3 каждая. Горизонтальные емкости расположены в общем обваловании высотой 1 м, размер обвалования 23,4 х 7,9 м. Высота ограждающей стенки рассчитана из условия разлива одного резервуара (согласно СП 155.13130.2014 п. 7,6). Через обвалования предусмотрены переходные мостики с четырех сторон обвалования. Расстояние по осям емкостей принято 4 м (между стенками резервуаров – 2 м). На трубопроводах входа/выхода дизельного топлива из емкостей установлены коренные задвижки с ручным приводом внутри обвалования в непосредственной близости от штуцеров резервуаров. Для обслуживания трубопроводной арматуры и ее приводов предусмотрены площадки обслуживания. Коллекторы входа/выхода и другие необходимые трубопроводы размещены вне обвалования на одноярусной эстакаде шириной не более 2 м. Пополнение и опорожнение емкостей предусматривается осуществлять с помощью автоцистерны с насосом. Для выполнения слива топлива в автоцистерны предусматривается площадка (с пандусом) для заезда автомобилей, выполненная в ограждении высотой 150 мм. План расположения технологического оборудования и трубопроводов представлен на чертежах **25.011.3-ТР1.7-МР1.ГЧ л.1…л.7.**

5.1.9.2 Емкость дизельного топлива для котельной

Для нужд котельной предусмотрена одна расходная емкость 2039-Т-001 объемом 25 м^3. Запас дизельного топлива был принят на 3 суток.

Пополнение резервуара 2039-Т-001 предусмотрено через быстроразъемное соединение от автоцистерны с осуществлением замера количества поступающего топлива. Слив содержимого резервуара (дизельное топливо), осуществляется через быстроразъемное соединение с последующим вывозом автоцистерной.

Емкость с дизельным топливом оборудована свечой с дыхательным клапаном и приборами КИП.

Монтажно-компоновочные решения.

Для хранения оперативного запаса дизельного топлива, необходимого для обеспечения бесперебойной работы котельной, предусматривается установка горизонтальной цилиндрической емкости объемом 25 м^3. Емкость устанавливается надземно в ограждении. Высота ограждающей стенки принята 1 метр. Через обвалование

предусмотрены переходной мостик. Заправку емкости предусматривается осуществлять с помощью автоцистерны с насосом. Для выполнения заправки емкости и слива топлива в автоцистерны предусматривается площадка (с пандусом) для заезда автомобилей, выполненная в ограждении высотой 150 мм. Подача дизельного топлива в котельную предусматривается самотеком по трубопроводу, проложенному с уклоном 0,003 в сторону котельной.

5.1.10 Установка подготовки топливного газа

(черт. 25.011.3-ТР1.4.5-ТХ3.ГЧ л.1…2 тома 6.1.4.5)

Установка подготовки топливного газа предназначена для снабжения потребителей топливным газом при невозможности обеспечить подачу топливного газа в необходимом количестве от системы топливного газа Завода СПГ и в качестве резервного источника.

В состав установки пдготовки топливного газа входит Блок подготовки топливного газа блочного исполнения (БПТГ) 2009-U-100.

Газ поступает к БПТГ по трубопроводу-отводу DN 150 от коллектора отсепарированного газа DN 1200 после установки сепарации газа.

Ввод в эксплуатацию установки подготовки топливного газа предусматривается в 2030 г (этап ввода 3).

Перед БПТГ поток газа проходит через конические фильтры и подается в блок 2009-U-100. Блок подготовки топливного газа полной заводской готовности размещаются в ветрозащитных укрытиях. Работа БПТГ – непрерывная, круглосуточная, без остановок и без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Время работы БПГ в году – до 8760 часов.

Подготовленный топливный газ от БПГ направляется к печам 2046-F-100…500 установки подготовки теплоносителя.

БПГ обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- подогрев потоков газа до заданных значений и поддержание его температуры на заданном уровне;

- снижение входного давления газа до заданных значений;

- очистку потоков газа от механических примесей до необходимой степени чистоты, со сбросом продуктов очистки газа к сооружениям УСК.

- измерение и регистрацию расходов газа;

- сбор и отвод дренажей из оборудования.

Выходящие из БПТГ трубопроводы топливного газа предусмотрены с электрообогревом в теплоизоляции до входа к потребителю.

Блок подготовки газа автоматизирован в объеме, обеспечивающем его пуск, надежную работу во всех режимах функционирования без постоянного присутствия обслуживающего персонала, противоаварийную защиту технологического оборудования и остановку БПТГ.

На входных и выходных газопроводах БПТГ по газу и теплоносителю предусмотрена отсечная арматура с дистанционным управлением, а также дистанционно управляемая арматура на отводах газа в факельные системы. В целях надежности отключения в аварийных ситуациях отсечная размещается за пределами ветрозащитного укрытия БПТГ.

Конденсат из БПТГ от узлов очистки предусмотрен в дренажную емкость 2060-V-003. Расчетное давление станционного трубопровода с конденсатом 1000 кПа (изб.). Давление конденсата в трубопроводе на выходе из БПГ поддерживается с помощью регулятора прямого действия в БПТГ.

Подогрев потоков газа осуществляется в кожухотрубчатых теплообменниках "газ-жидкость", в качестве теплоносителя используется горячего масла (Траб = 190…240°С). Теплоноситель подводится от установки подготовки теплоносителя.

Для защиты трубопроводов и оборудования систем подготовки топливного газа от повышения давления свыше максимально допустимого, в БПТГ на трубопроводе после теплообменника и перед сепаратором установлены предохранительные клапаны с байпасной линией. На линии подвода теплоносителя установлен предохранительный клапан для сброса давления по сценарию «пожар» вблизи теплообменника. Сброс среды от БПК осуществляется в факельную систему.

Конструкция БПТГ позволяет осуществлять его эксплуатацию в автоматическом режиме, без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Дистанционное и автоматическое управление, а также автоматическое аварийное отключение осуществляется из ИСУБ. Для управления приводными кранами и регуляторами к БПГ подводится воздух КИП.

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

Монтажно-компоновочные решения.

Блок подготовки топливного газа полной заводской готовности размещается в ветрозащитном укрытии. С наружной стороны ворот блока предусмотрены зоны укладки для временного складирования частей оборудования во время грузоподъемных операций. Оборудование поступает на монтажную площадку блоками, габариты которых не превышают транспортные. Монтажные работы выполняются на площадке, в соответствии с документацией завода-изготовителя.

Монтаж, демонтаж оборудования выполняется с помощью передвижной грузоподъемной техники, для которой предусмотрено место для подъезда. План расположения технологического оборудования и трубопроводов представлен на чертежах **25.011.3-ТР1.7-МР1.ГЧ л.1…л.7**.

5.1.11 Азотное хозяйство

(черт. 25.011.3-ТР1.4.5-ТХ7.ГЧ л.1…2 тома 6.1.4.5)

Поступающий в азотное хозяйство азот с давлением 0,55…0,7 МПа (изб.) от существующей системы Завода ЯСПГ подается:

- для продувки технологических узлов (оборудования, трубопроводов и арматуры) перед техническим обслуживанием, после него или для аварийного ремонта в ходе эксплуатации.

- к узлам продувки факельных коллекторов.

- к емкостям установок нВхС для создания "азотной подушки".

Подача азота высокого давления с давлением 10,6…9,0 МПа предусмотрена от существующей сети азота высокого давления входных сооружений по трубопроводу DN 50 от точки "1.2". Для хранения запаса азота предусматривается 5 ресиверов объемом 160 м3 каждый. Этапность установки ресиверов азота приведена в разделе 2.1, таблица 2.1.1. В ресиверах азота хранится запас азота высокого давления, который предусмотрен для аварийных ситуациях для создания газовой завесы и подачи в топочное пространство печей 2046-F-100…500 на установке подготовки теплоносителя. Все ресиверы оборудованы ПК с отдельной арматурой с системой последовательной блокировки. Рабочее давление в ресиверах 10,6…9,0 МПа (изб.), расчетное давление 12,0 МПа (изб.).

На трубопроводе на газовую завесу установлен контур регулирования давления с клапаном и ПК.

Ввод в эксплуатацию ресиверов азота предусматривается в 2028 г. (этап ввода 1).

5.1.12 Компрессорная воздуха КИП

(черт. 25.011.3-ТР1.4.5-ТХ5.ГЧ л.1…2 тома 6.1.4.5)

КВК предназначена для обеспечения воздухом КИП потребителей оборудования нВхС. Потребителями воздуха КИП приборы и средства автоматизации пневматической системы контроля и регулирования.

Ввод в эксплуатацию компрессорной воздуха КИП предусматривается в 2028 г. (этап ввода 1).

Основным процессом производства сжатого воздуха является компримирование атмосферного воздуха и подготовка воздуха до требований потребителей.

Блочная компрессорная воздуха КИП представляет собой блок полной заводской готовности, в составе которого:

- воздушные компрессоры безмаслянные (N рабочих + 1 резервный);
- система охлаждения воздуха (1 рабочий + 1 резервный);
- адсорбционная система осушки воздуха (1 рабочий + 1 резервный), в комплекте с фильтрами грубой и тонкой очистки;
- система автоматизированного управления.

В поставку входит запорная арматура, приводы запорно-регулирующей арматуры, трубопроводы, приборы и оборудование КИПиА, кабельные линии, строительные конструкции и т.д., обеспечивающие функционирование, контроль и управление блока.

Сброс воздуха КИП от ПК и трубопроводов предусмотрен через свечу за пределы контейнера.

Слив конденсата из фильтрующих элементов блока предусмотрен самотеком в сантехнические сети. Слив производится автоматически по максимальному накоплению жидкости в стакане фильтрующего элемента.

Трубопроводы отвода конденсата от блока компрессорной установки предусмотрены в теплоизоляции с электроообогревом.

Соединение установки с внешними технологическими сетями предусмотрено фланцевое с комплектом ответных фланцев, крепежа, прокладок и обтюраторов.

5.1.13 Ресиверы воздуха КИП

(черт. 25.011.3-ТР1.4.5-ТХ6.ГЧ л.1…2 тома 6.1.4.5)

Для хранения запаса воздуха КИП на нВхС предусматриваются три ресивера 2070-V-101, 2070-V-102 и 2070-V-103 объемом 40 м^3 каждый (2 рабочих + 1 резервный).

Ввод в эксплуатацию ресиверов воздуха КИП предусматривается в 2028 г. (этап ввода 1).

Подача воздуха КИП в ресиверы предусмотрена от компрессорной воздуха КИП.

На ресиверах воздуха предусматривабтся датчика давления с сигнализацией. При достижении аварийно-минимального давления в ресиверах срабатывает блокировка, включающая компрессорную воздуха КИП, при достижении аварийно-максимального давления - блокировка, выключающая компрессорную воздуха КИП.

Все ресиверы воздуха КИП оборудованы ПК с отдельной арматурой с системой последовательной блокировки. Рабочее давление в ресиверах 450…760 кПа изб. (расчетное давление ресиверов 1200 кПа).

Монтажно-компоновочные решения.

Компрессорная установка поступает на монтажную площадку блоками, габариты которых не превышают транспортные. Домонтажные работы выполняются на монтажной площадке, в соответствии с документацией завода-изготовителя.

В помещении компрессорной установки, предусматриваются специальные места для хранения в закрытом виде обтирочных материалов, инструмента, прокладок и т.п.

Ресиверы азота и сжатого воздуха размещаются на открытой площадке. Обслуживание ресиверов осуществляется с площадок.

План расположения технологического оборудования и трубопроводов представлен на чертежах **25.011.3-ТР1.7-МР1.ГЧ л.1…л.7.**

5.1.14 Факельная система

(черт. 25.011.3-ТР1.4.5-ТХ4.ГЧ л.1…3 тома 6.1.4.5)

Факельная система предназначена для сбора и утилизации путем сжигания газов и паров, образующихся в случаях:

– нарушения условий технологического процесса;

– в аварийных ситуациях;

– в ходе эксплуатации (при пуске, остановке, сбросе давления, продувке и дренаже оборудования и трубопроводов).

В составе нВхС предусматривается работа двух факельных систем:

– факельная система высокого давления, делится на две подсистемы:

1) факельная система холодного сухого газа;

2) факельная система влажного теплого газа;

– факельная система низкого давления.

Факельная система холодного сухого газа

Расчетные параметры факельной системы холодного сухого газа – расчетное давление 1,0 МПа изб., расчетная температура "-91…+100 ºС"

В факельную систему холодного сухого газа предусматривается подача аварийных сбросов газа (с температурой ниже -50 ºС) в случае наступления аварийной ситуации. При этом происходит последовательный сброс давления из аппаратов высокого давления в составе входных сооружений: ЗПА, пробкоуловителей №3, №4, с корпусов сепарации газа и установок стабилизации конденсата №3, №4. Также на факел холодного сухого газа предусматривается подача аварийных сбросов с температурой менее -50 ºС от предохранительных клапанов технологического оборудования установок (ЗПА, ПУ №3,4, установок сепарации №3, 4, УСК №3, 4).

Проектом предусмотрено строительство индивидуальной факельной системы холодного сухого газа. Для предупреждения попадания капельной влаги и твердых частиц на факел сухого холодного газа, предусмотрена установка факельных

сепараторов (1 рабочий + 1 резервный) - 2060-V-101, и 2060-V-102, а также установка дренажных емкостей (1 рабочас + 1 резервная) - 2060-V-001, и 2060-V-002.

Строительство факельной системы предусматривается в 3 этапе строительства.

Все сепараторы и дренажные емкости оборудованы электрообогревом для предотвращения замерзания уловленной жидкости.

Все дренажные емкости снабжены полупогружными насосами для подачи жидкого остатка в систему возврата дренажей либо откачки в автоцистерну.

После сепарации факельные сбросы поступают на факел холодного сухого газа.

Для предупреждения образования в факельных системах газовоздушной взрывоопасной смеси, в коллекторы непрерывно подается продувочный газ. В качестве продувочного газа используется топливный газ от Завода СПГ. В качестве резервного продувочного газа используется азот от завода СПГ.

Факельная система теплого влажного газа

Расчетные параметры факельной системы теплого влажного газа – расчетное давление 1,0 МПа изб., расчетная температура "-50…+200 ºС"

В факельную систему теплого влажного газа предусматривается подача аварийных сбросов (с температурой выше -50 ºС) в случае наступления аварийной ситуации. При этом происходит сброс давления из аппаратов в составе установки стабилизации конденсата №3, №4, компрессорной газов стабилизации, установки подготовки теплоносителя, блока подготовки топливного газа. Также в систему теплого влажного газа предусматривается подача аварийных сбросов с температурой выше минус 50 ºС от предохранительных клапанов технологического оборудования установок (УСК №3, 4, компрессорной газов стабилизации, установки подготовки теплоносителя, блока подготовки топливного газа).

Кроме того, в факельную систему теплого влажного газа направляется газ дегазации от установок стабилизации конденсата в случае отключения компрессорной газов стабилизации.

Предусмотрено, что факельная система теплого влажного газа является частью общей факельной системы комплекса и входит в состав факельной системы высокого давления входных сооружений Завода СПГ. Проектом, согласно расчетам, предусмотрено строительство факельного коллектора с подключением в существующую систему в существующие факельные сепараторы (точка подключения "1.6").

Для предупреждения образования в факельных системах газовоздушной взрывоопасной смеси, в коллекторы непрерывно подается продувочный газ. В качестве продувочного газа используется топливный газ от Завода СПГ. В качестве резервного продувочного газа используется азот от завода СПГ.

Факельная система низкого давления

В факельную систему низкого давления предусматривается направлять:

– постоянные сбросы от емкостей технологических и дренажных входных сооружений, соединенных по газовой линии с факельной системой низкого давления;

– аварийный сброс от колонны стабилизации в случае отключения компрессорной газов стабилизации;

– аварийные сбросы от предохранительных клапанов оборудования установок регенерации метанола.

Предусмотрено, что факельная система низкого давления является частью общей факельной системы комплекса и входит в состав факельной системы низкого давления Завода СПГ. Проектом, согласно расчетам, предусмотрено строительство факельного коллектора с подключением в существующую систему в существующие факельные сепараторы (точка подключения "1.7").

Для предупреждения образования в факельных системах газовоздушной взрывоопасной смеси, в коллекторы непрерывно подается продувочный газ. В качестве продувочного газа используется топливный газ от Завода СПГ. В качестве резервного продувочного газа используется азот от завода СПГ.

Прокладкой коллекторов факельной системы теплого влажного газа и факельной системы низкого давления не обеспечивается уклон в сторону факельных сепараторов. В связи с этим, в нижних точках данных коллекторов предусматриваются узлы автоматического сбора и отвода жидкости. Жидкость с данных узлов отводится к дренажной емкости 2060-V-003 объемом 12,5 м^3.

Дренажная емкость оборудована электрообогревом для предотвращения замерзания уловленной жидкости.

Дренажная емкость снабжена полупогружным насосом 2060-P-003 для подачи жидкого остатка в емкость приема конденсата на УСК нВхС 105(205)-V-105 либо откачки в автоцистерну.

Монтажно-компоновочные решения.

Сбросы от технологических установок осуществляются на факельную установку высокого давления:

Факел размещается в ограждении на отдельной площадке и оборудуется блоком управления, дистанционным электрозапальным устройством, трубопроводом топливного газа, оголовком с запальной и дежурной горелками. Высота ствола составляет 92м. Расстояние между факельным стволом и ограждением площадки определяется тепловым расчетом и принято 99м.

В составе факельной установки предусматриваются сепараторы факельные высокого давления и емкости дренажные (с погружным насосом). Технологическое оборудование размещается на открытой площадке, на территории факельного хозяйства. Сепараторы имеют наружный электрообогрев. Для обслуживания аппаратов и арматуры предусмотрены площадки.

Территория площадки вокруг аппаратов выполнена непроницаемой для жидкостей и ограждена по периметру, на расстоянии не менее 1 м от аппаратов, бортом высотой 150 мм.

Трубопроводы факельных коллекторов прокладываются надземно на эстакадах с уклоном в сторону факельных сепараторов.

На штуцере подключения коллектора к факельному стволу предусмотрено фланцевое соединение для установки заглушки при проведении испытаний на прочность.

Для исключения образования "мешков" при переходах через дороги трубопроводы факельных коллекторов прокладываются на отметке 6,0 м относительно земли с уклоном в сторону блоков сепараторов факельных.

План расположения технологического оборудования и трубопроводов представлен на чертежах **25.011.3-ТР1.7-МР1.ГЧ л.1…л.7.**

5.2 Перечень и характеристика технологического оборудования

Перечень и характеристика основного технологического оборудования приведены в таблице 5.2.1.

Таблица 5.2.1 – Перечень и характеристика основного технологического оборудования

№ п/п	Позиция оборудования (обозначение по схеме)	Наименование оборудования	Кол.	Техническая характеристика	Техническая документация
Пробкоуловитель № 3					
1	303-V-001	Пробкоуловитель	1	$P_{расч.}$=7,9 МПа (изб.) $t_{расч}$=-50…65 °С	3200-G-303-PR-DTS-00001-00-R
2	303-V-002 303-P-001	Дренажная емкость с полупогружным насосом	1	V=40 м3 Ррасч.=1,0 МПа (изб.) tрасч=-50…100°С насос: Подача=50 м3/ч Напор=80 м	3200-G-303-PR-DTS-00002-00-R
3	303-S-001A,B	Фильтр сетчатый жидкостный	2	V=0,5 м3 Ррасч.=10,0 МПа (изб.) tрасч=-50…100°С	3200-G-303-PR-DTS-00003-00-R
Пробкоуловитель № 4					
4	403-V-001	Пробкоуловитель	1	$P_{расч.}$=7,9 МПа (изб.) $t_{расч}$=-50…65 °С	3200-G-303-PR-DTS-00001-00-R

№ п/п	Позиция оборудования (обозначение по схеме)	Наименование оборудования	Кол.	Техническая характеристика	Техническая документация
5	403-V-002 403-P-001	Дренажная емкость с полупогружным насосом	1	V=40 м3 Ррасч.=1,0 МПа (изб.) tрасч=-50…100°С насос: Подача=50 м3/ч Напор=80 м	3200-G-303-PR-DTS-00002-00-R
6	403-S-001A,B	Фильтр сетчатый жидкостный	2	V=0,5 м3 Ррасч.=10,0 МПа (изб.) tрасч=-50…100°С	3200-G-303-PR-DTS-00003-00-R
Установка сепарации газа № 3					
7	304-V-100 A,B,C	Блок сепаратора	3	Q=12 млн.м3/сут. Ррасч.=7,9 МПа (изб.)	3200-G-304-PR-DTS-00001-00-R
8	304-V-001 304-P-001	Дренажная емкость с полупогружным насосом	1	V=12,5 м3 Ррасч.=1,0 МПа (изб.) tрасч=-50…100°С насос: Подача=50 м3/ч Напор=80 м	3200-G-304-PR-DTS-00002-00-R
Установка сепарации газа № 4					
9	404-V-100 A,B,C	Блок сепаратора	3	Q=12 млн.м3/сут. Ррасч.=7,9 МПа (изб.)	3200-G-304-PR-DTS-00001-00-R
10	404-V-001 404-P-001	Дренажная емкость с полупогружным насосом	1	V=12,5 м3 Ррасч.=1,0 МПа (изб.) tрасч=-50…100°С насос: Подача=50 м3/ч Напор=80 м	3200-G-304-PR-DTS-00002-00-R
Установка стабилизации конденсата № 3					
11	305-V-100A, B	Блок емкости-разделителя "ВМС-конденсат"	2	V=70,1 $м^3$; Ррасч=7,9 МПа (изб.) Трасч=-50…+65ºС	3200-G-305-PR-DTS-00001-00-R
12	305-E-001	Теплообменник	1	F=213 $м^2$; Ррасч=1,7/2,5 МПа (изб.); Трасч=-60…140/200ºС	3200-G-305-PR-DTS-00002-00-R
13	305-E-003	Пусковой теплообменник	1	F=27,6 $м^2$; Ррасч=3,0 МПа (изб.); Трасч=-60…240/300ºС	3200-G-305-PR-DTS-00014-00-R
14	305-V-200	Блок разделителя	1	V=60,6 м3; Ррасч=2,5 МПа (изб.) Трасч=-50…+100 ºС	3200-G-305-PR-DTS-00003-00-R
15	305-V-300	Блока разделителя	1	V=84,5 $м^3$; Ррасч=2,5 МПа (изб.) Трасч=-50…+100 ºС	3200-G-305-PR-DTS-00004-00-R
16	305-E-002	Теплообменник	1	F=162,4 $м^2$; Ррасч=1,6 МПа (изб.); Трасч=-60…170/200ºС	3200-G-305-PR-DTS-00005-00-R
17	305-C-001	Колонна стабилизации	1	Ррасч=1,6 МПа (изб.); Трасч=-50…+200 ºС	3200-G-305-PR-DTS-00006-00-R

№ п/п	Позиция оборудования (обозначение по схеме)	Наименование оборудования	Кол.	Техническая характеристика	Техническая документация
18	305-E-004	Испаритель	1	F=194,5 м^2; Ррасч=1,1/3,0 МПа (изб.); Трасч=-60…240/300ºС	3200-G-305-PR-DTS-00007-00-R
19	305-E-005	Аппарат воздушного охлаждения	1	F=164 м2; Ррасч=1,6 МПа (изб.) Трасч=-50…+200 ºС	3200-G-305-PR-DTS-00010-00-R
20	305-V-001	Емкость для сбора нестабильного конденсата	1	V=100 м3; Ррасч=0,6 МПа (изб.); Трасч=-50…+65 ºС	3200-G-305-PR-DTS-00011-00-R
21	305-V-002A,B,C	Емкость аварийного слива	3	V=100 м3 Ррасч=2,5 МПа (изб.); Трасч=-50…+65 ºС	3200-G-305-PR-DTS-00012-00-R
22	305-S-001A,B,C	Фильтр жидкостный	3	DN 100 мм P=4,0 МПа	-
23	305-P-001A,B,C	Насос подачи конденсата	3	Ррасч=5,0 МПа (изб.) Q = 10…35 м^3/час; H= 350 м	3200-G-305-PR-DTS-00013-00-R
24	305-V-004	Дренажная емкость	1	V=40 м^3 Ррасч=0,62 МПа (изб.); Трасч=-60…+100 ºС	3200-G-305-PR-DTS-00009-00-R
25	305-P-002	Полупогружной насос	1	Ррасч=1,0 МПа (изб.) Q = 50 м3/час; H= 80 м	3200-G-305-PR-DTS-00009-00-R
Установка стабилизации конденсата № 4					
26	405-V-100A, B	Блок емкости-разделителя "ВМС-конденсат"	2	V=70,1 м^3; Ррасч=7,9 МПа (изб.) Трасч=-50…+65ºС	
27	405-E-001	Теплообменник	1	F=213 м^2; Ррасч=1,7/2,5 МПа (изб.); Трасч=-60…140/200ºС	
28	405-E-003	Пусковой теплообменник	1	F=27,6 м^2; Ррасч=3,0 МПа (изб.); Трасч=-60…240/300ºС	
29	405-V-200	Блок разделителя	1	V=60,6 м3; Ррасч=2,5 МПа (изб.) Трасч=-50…+100 ºС	
30	405-V-300	Блока разделителя	1	V=84,5 м^3; Ррасч=2,5 МПа (изб.) Трасч=-50…+100 ºС	
31	405-E-002	Теплообменник	1	F=162,4 м^2; Ррасч=1,6 МПа (изб.); Трасч=-60…170/200ºС	
32	405-C-001	Колонна стабилизации	1	Ррасч=1,6 МПа (изб.); Трасч=-50…+200 ºС	
33	405-E-004	Испаритель	1	F=194,5 м^2; Ррасч=1,1/3,0 МПа (изб.); Трасч=-60…240/300ºС	

№ п/п	Позиция оборудования (обозначение по схеме)	Наименование оборудования	Кол.	Техническая характеристика	Техническая документация
34	405-E-005	Аппарат воздушного охлаждения	1	F=164 м2; Ррасч=1,6 МПа (изб.) Трасч=-50…+200 ºС	
35	405-V-001	Емкость для сбора нестабильного конденсата	1	V=100 м3; Ррасч=0,6 МПа (изб.); Трасч=-50…+65 ºС	
36	405-V-002A,B,C	Емкость аварийного слива	3	V=100 м3 Ррасч=2,5 МПа (изб.); Трасч=-50…+65 ºС	
37	405-S-001A,B,C	Фильтр жидкостный	3	DN 100 мм P=4,0 МПа	
38	405-P-001A,B,C	Насос подачи конденсата	3	Ррасч=5,0 МПа (изб.) Q = 10…35 м^3/час; H= 350 м	
39	405-V-004	Дренажная емкость	1	V=40 м^3 Ррасч=0,62 МПа (изб.); Трасч=-60…+100 ºС	
40	405-P-002	Полупогружной насос	1	Ррасч=1,0 МПа (изб.) Q = 50 м3/час; H= 80 м	
Компрессорная газов дегазации № 2					
41	2006-U-100A,B,C	Блок компрессорной	3	Q = 12 982÷15 578 м^3/час Рнаг.=7,0 Мпа	3200-G-006-PR-SPE-00001-00-R
41.1	2006-K-101A…C	Компрессор	3	Входит в комплект поставки компрессорных установок	
41.2	2006-V-101A…C	Входной сепаратор газа	3		
41.3	2006-V-102A…C	Пульсационная емкость на входе в 1-ю ступень	3		
41.4	2006-V-103A…C	Пульсационная емкость на выходе из 1-ой ступени	3		
41.5	2006-V-104A…C	Межступенчатый сепаратор	3		
41.6	2006-V-105A…C	Пульсационная емкость 01 на входе во 2-ю ступень	3		
41.7	2006-V-106A…C	Пульсационная емкость 02 на входе во 2-ю ступень	3		
41.8	2006-V-107A…C	Пульсационная емкость 01 на выходе из 2-ой ступени	3		
41.9	2006-V-108A…C	Пульсационная емкость 02 на выходе из 2-ой ступени	3		
42	2006-V-001; 2006-P-001	Дренажная емкость с полупогружным насосом	1	V=12,5 м3 Ррасч.=1,0 МПа (изб.) tрасч=-50…100°С насос: Подача=50 м3/ч Напор=80 м	3200-G-304-PR-DTS-00002-00-R
Установка регенерации метанола № 3					

№ п/п	Позиция оборудования (обозначение по схеме)	Наименование оборудования	Кол.	Техническая характеристика	Техническая документация
43	521-V-100 621-V-100	Разделитель-дегазатор	2	V = 50 м3 Q = 15461...19335 кг/ч Ррасч = 0,6 МПа (изб.) Трасч = -50…+65 ºС	3200-G-521-PR-DTS-00004-00-R
44	521-E-002 621-E-002	Испаритель	2	Q = 16866...24287 кг/ч Ррасч = 0,22/3,0 МПа (изб.); Трасч=-50…240/300ºС	3200-G-521-PR-DTS-00005-00-R
45	521-E-003 A,B 621-E-003 A,B	Теплообменник	4	Q = 15452...19325 кг/ч Ррасч = 0,22/1,6 МПа (изб.); Трасч = - 50…240ºС	3200-G-521-PR-DTS-00005-00-R
46	521-V-002 621-V-002	Рефлюксная емкость	2	V = 8 м3 Q = 7094...15913 кг/ч Ррасч = 0,22 МПа (изб.) Трасч = -50…+100 ºС	3200-G-521-PR-DTS-00006-00-R
47	521-C-001 621-C-001	Колонна регенерации метанола	2	V = 35 м3 Qпитания = 15452...19325 кг/ч Qорошения = 4828...8780 кг/ч Ррасч = 0,22 МПа (изб.) Трасч = -50…+240 ºС	3200-G-521-PR-DTS-00007-00-R_02R
48	2021-T-001	Емкость дренажная	1	V = 12,5 м3 Ррасч = 0,07 МПа (изб.); Трасч = -50…+135 ºС	3200-G-021-PR-DTS-00008-00-R
49	2021-P-001	Полупогружной насос	1	Q = 50 м3/час; H= 50 м	3200-G-021-PR-DTS-00008-00-R
50	2021-T-002	Емкость аварийного слива	1	V = 100 м3 Ррасч = 0,07 МПа (изб.); Трасч = -50…+65 ºС	3200-G-021-PR-DTS-00009-00-R
51	2021-P-002	Полупогружной насос	1	Q = 50 м3/час; H= 50 м	3200-G-021-PR-DTS-00009-00-R
52	521-P-100A,B 621-P-100A,B	Насос откачки ВМС на регенерацию	4	Ррасч = 1,6 МПа (изб.) Q = 16…25 м^3/час H= 90 м	3200-G-521-PR-DTS-00001-00-R
53	521-P-200A,B 621-P-200A,B	Насос откачки кубовой жидкости	4	Ррасч = 1,6 МПа (изб.) Q = 7…22 м3/час; H= 90 м	3200-G-521-PR-DTS-00002-00-R
54	521-P-300A,B 621-P-300A,B	Насос орошения колонны	4	Ррасч = 1,6 МПа (изб.) Q = 18…22 м^3/час; H= 53 м	3200-G-521-PR-DTS-00003-00-R
55	521-E-001A,B 621-E-001A,B	Аппарат воздушного охлаждения метанола	4	Q = 1200...16940 кг/ч Ррасч = 1,6 МПа (изб.) Трасч = -50…+150 ºС	3200-G-521-PR-DTS-00010-00-R
56	2021-U-001	Блок подачи антискаланта	1	Q = 1…20 л/ч Ррасч = 1,0 МПа (изб.) Трасч = -50…+65 ºС	3200-G-021-PR-DTS-00012-00-R

№ п/п	Позиция оборудования (обозначение по схеме)	Наименование оборудования	Кол.	Техническая характеристика	Техническая документация
Установка регенерации метанола № 4					
57	721-V-100 821-V-100	Разделитель-дегазатор	2	V = 50 м3 Q = 15461...19335 кг/ч Ррасч = 0,6 МПа (изб.) Трасч = -50…+65 ºС	3200-G-521-PR-DTS-00004-00-R
58	721-E-002 821-E-002	Испаритель	2	Q = 16866...24287 кг/ч Ррасч = 0,22/3,0 МПа (изб.); Трасч=-50…240/300ºС	3200-G-521-PR-DTS-00005-00-R
59	721-E-003 A,B 821-E-003 A,B	Теплообменник	4	Q = 15452...19325 кг/ч Ррасч = 0,22/1,6 МПа (изб.); Трасч = - 50…240ºС	3200-G-521-PR-DTS-00005-00-R
60	721-V-002 821-V-002	Рефлюксная емкость	2	V = 8 м3 Q = 7094...15913 кг/ч Ррасч = 0,22 МПа (изб.) Трасч = -50…+100 ºС	3200-G-521-PR-DTS-00006-00-R
61	721-C-001 821-C-001	Колонна регенерации метанола	2	V = 35 м3 Qпитания = 15452...19325 кг/ч Qорошения = 4828...8780 кг/ч Ррасч = 0,22 МПа (изб.) Трасч = -50…+240 ºС	3200-G-521-PR-DTS-00007-00-R_02R
62	2021-T-004	Емкость дренажная	1	V = 12,5 м3 Ррасч = 0,07 МПа (изб.); Трасч = -50…+135 ºС	3200-G-021-PR-DTS-00008-00-R
63	2021-P-004	Полупогружной насос	1	Q = 50 м3/час; H= 50 м	3200-G-021-PR-DTS-00008-00-R
64	2021-T-005	Емкость аварийного слива	1	V = 100 м3 Ррасч = 0,07 МПа (изб.); Трасч = -50…+65 ºС	3200-G-021-PR-DTS-00009-00-R
65	2021-P-005	Полупогружной насос	1	Q = 50 м3/час; H= 50 м	3200-G-021-PR-DTS-00009-00-R
66	721-P-100A,B 821-P-100A,B	Насос откачки ВМС на регенерацию	4	Ррасч = 1,6 МПа (изб.) Q = 16…25 $м^3$/час H= 90 м	3200-G-521-PR-DTS-00001-00-R
67	721-P-200A,B 821-P-200A,B	Насос откачки кубовой жидкости	4	Ррасч = 1,6 МПа (изб.) Q = 7…22 м3/час; H= 90 м	3200-G-521-PR-DTS-00002-00-R
68	721-P-300A,B 821-P-300A,B	Насос орошения колонны	4	Ррасч = 1,6 МПа (изб.) Q = 18…22 $м^3$/час; H= 53 м	3200-G-521-PR-DTS-00003-00-R

№ п/п	Позиция оборудования (обозначение по схеме)	Наименование оборудования	Кол.	Техническая характеристика	Техническая документация
69	721-E-001A,B 821-E-001A,B	Аппарат воздушного охлаждения метанола	4	Q = 1200...16940 кг/ч Ррасч = 1,6 МПа (изб.) Трасч = -50…+150 ºС	3200-G-521-PR-DTS-00010-00-R
70	2021-U-002	Блок подачи антискаланта	1	Q = 1…20 л/ч Ррасч = 1,0 МПа (изб.) Трасч = -50…+65 ºС	3200-G-021-PR-DTS-00012-00-R
Установка регенерации метанола № 5					
71	921-V-100 1021-V-100	Разделитель-дегазатор	2	V = 50 м3 Q = 15461...19335 кг/ч Ррасч = 0,6 МПа (изб.) Трасч = -50…+65 ºС	-
72	921-E-002 1021-E-002	Испаритель	2	Q = 16866...24287 кг/ч Ррасч = 0,22/3,0 МПа (изб.); Трасч=-50…240/300ºС	-
73	921-E-003 A,B 1021-E-003 A,B	Теплообменник	4	Q = 15452...19325 кг/ч Ррасч = 0,22/1,6 МПа (изб.); Трасч = - 50…240ºС	-
74	921-V-002 1021-V-002	Рефлюксная емкость	2	V = 8 м3 Q = 7094...15913 кг/ч Ррасч = 0,22 МПа (изб.) Трасч = -50…+100 ºС	-
75	921-C-001 1021-C-001	Колонна регенерации метанола	2	V = 35 м3 Qпитания = 15452...19325 кг/ч Qорошения = 4828...8780 кг/ч Ррасч = 0,22 МПа (изб.) Трасч = -50…+240 ºС	-
76	2021-T-008	Емкость дренажная	1	V = 12,5 м3 Ррасч = 0,07 МПа (изб.); Трасч = -50…+135 ºС	-
77	2021-P-008	Полупогружной насос	1	Q = 50 м3/час; H= 50 м	-
78	2021-T-009	Емкость аварийного слива	1	V = 100 м3 Ррасч = 0,07 МПа (изб.); Трасч = -50…+65 ºС	-
79	2021-P-009	Полупогружной насос	1	Q = 50 м3/час; H= 50 м	-
80	721-P-100A,B 821-P-100A,B	Насос откачки ВМС на регенерацию	4	Ррасч = 1,6 МПа (изб.) Q = 16…25 м^3/час H= 90 м	-
81	921-P-200A,B 1021-P-200A,B	Насос откачки кубовой жидкости	4	Ррасч = 1,6 МПа (изб.) Q = 7…22 м3/час; H= 90 м	-

№ п/п	Позиция оборудования (обозначение по схеме)	Наименование оборудования	Кол.	Техническая характеристика	Техническая документация
82	721-P-300A,B 821-P-300A,B	Насос орошения колонны	4	Ррасч = 1,6 МПа (изб.) Q = 18…22 м^3/час; H= 53 м	-
83	921-E-001A,B 1021-E-001A,B	Аппарат воздушного охлаждения метанола	4	Q = 1200...16940 кг/ч Ррасч = 1,6 МПа (изб.) Трасч = -50…+150 ºС	-
84	2021-U-003	Блок подачи антискаланта	1	Q = 1…20 л/ч Ррасч = 1,0 МПа (изб.) Трасч = -50…+65 ºС	-
Установка регенерации метанола № 6					
85	1121-V-100 1221-V-100	Разделитель-дегазатор	2	V = 50 м3 Q = 15461...19335 кг/ч Ррасч = 0,6 МПа (изб.) Трасч = -50…+65 ºС	-
86	1121-E-002 1221-E-002	Испаритель	2	Q = 16866...24287 кг/ч Ррасч = 0,22/3,0 МПа (изб.); Трасч=-50…240/300ºС	-
87	1121-E-003 A,B 1221-E-003 A,B	Теплообменник	4	Q = 15452...19325 кг/ч Ррасч = 0,22/1,6 МПа (изб.); Трасч = - 50…240ºС	-
88	1121-V-002 1221-V-002	Рефлюксная емкость	2	V = 8 м3 Q = 7094...15913 кг/ч Ррасч = 0,22 МПа (изб.) Трасч = -50…+100 ºС	-
89	1121-C-001 1221-C-001	Колонна регенерации метанола	2	V = 35 м3 Qпитания = 15452...19325 кг/ч Qорошения = 4828...8780 кг/ч Ррасч = 0,22 МПа (изб.) Трасч = -50…+240 ºС	-
90	2021-T-011	Емкость дренажная	1	V = 12,5 м3 Ррасч = 0,07 МПа (изб.); Трасч = -50…+135 ºС	-
91	2021-P-011	Полупогружной насос	1	Q = 50 м3/час; H= 50 м	-
92	2021-T-012	Емкость аварийного слива	1	V = 100 м3 Ррасч = 0,07 МПа (изб.); Трасч = -50…+65 ºС	-
93	2021-P-012	Полупогружной насос	1	Q = 50 м3/час; H= 50 м	-
94	1121-P-100A,B 1221-P-100A,B	Насос откачки ВМС на регенерацию	4	Ррасч = 1,6 МПа (изб.) Q = 16…25 м^3/час H= 90 м	-

№ п/п	Позиция оборудования (обозначение по схеме)	Наименование оборудования	Кол.	Техническая характеристика	Техническая документация
95	1121-P-200A,B 1221-P-200A,B	Насос откачки кубовой жидкости	4	Ррасч = 1,6 МПа (изб.) Q = 7…22 м3/час; H= 90 м	-
96	1121-P-300A,B 1221-P-300A,B	Насос орошения колонны	4	Ррасч = 1,6 МПа (изб.) Q = 18…22 м^3/час; H= 53 м	-
97	1121-E-001A,B 1221-E-001A,B	Аппарат воздушного охлаждения метанола	4	Q = 1200...16940 кг/ч Ррасч = 1,6 МПа (изб.) Трасч = -50…+150 ºС	-
98	2021-U-004	Блок подачи антискаланта	1	Q = 1…20 л/ч Ррасч = 1,0 МПа (изб.) Трасч = -50…+65 ºС	-
Установка подготовки теплоносителя					
99	2046-V-001A,B	Буферная емкость	2	V=125 м^3 Ррасч.= минус 100 / 900 кПа изб tрасч= минус 50… плюс 300°С	
100	2046-P-101A, B 2046-P-201A, B	Насосы циркуляции теплоносителя	4	Ррасч.=3,0 МПа (изб.) tрасч= минус 50… плюс 300°С	
101	2046-F-100…500	Печь подогрева теплоносителя	5	Ррасч.=3,0 МПа (изб.) tрасч= минус 50… плюс 300°С	
102	2046-E-001	АВО возврата теплоносителя	1	Ррасч.=3,0 МПа (изб.) tрасч= минус 50… плюс 300°С	
103	2046-P-301A, B, C	Насос циркуляции контура ОВКВ	3	Ррасч.=3,0 МПа (изб.) tрасч= минус 50… плюс 300°С	
104	2046-E-201A, 2046-E-201B	Теплообменник (теплоноситель/гликоль)	2	Ррасч.=3,0 МПа (изб.) tрасч= минус 50… плюс 300°С	
105	2046-V-002A, 2046-V-002B	Дренажная емкость	2	V=200 м^3 Ррасч.=3,0 МПа (изб.) tрасч= минус 50… плюс 300°С	
106	2046-V-010A, 2046-V-010B, 2046-V-010C	Емкость хранения теплоносителя	3	V=200 м^3 Ррасч.=3,0 МПа (изб.) tрасч= минус 50… плюс 85°С	
107	2046-S-001	Фильтр циркуляции теплоносителя	1	Ррасч.=3,0 МПа (изб.) tрасч= минус 50… плюс 300°С	

№ п/п	Позиция оборудования (обозначение по схеме)	Наименование оборудования	Кол.	Техническая характеристика	Техническая документация
108	2046-S-002	Фильтр дренажный теплоносителя	1	Ррасч.=3,0 МПа (изб.) tрасч= минус 50… плюс 300°С	
109	2046-P-001	Насос теплоносителя общего участка	1	Q=30 м^3/ч Ррасч.=2,3 МПа (изб.) tрасч= минус 50… плюс 300 °С	
110	2046-P-002	Насос откачки теплоносителя общего участка	1	Q=30 м^3/ч Ррасч.=3,0 МПа (изб.) tрасч= минус 50… плюс 300 °С	
Расходные резервуары метанола с насосной № 2					
111	2020-T-002A…D	Расходный резервуар	4	V=100 м^3 $P_{расч.}$=0,07 МПа(изб) $T_{расч.}$=-50…+65	3200-G-020-PR-DTS-00001-00-R
112	2020-T-001	Дренажная емкость	1	V=8 м^3 $P_{расч.}$=0,04 МПа(изб) $T_{расч.}$=-50…+65	3200-G-020-PR-DTS-00002-00-R
113	2020-T-003	Емкость хранения керосина	1	V=50 м^3 $P_{расч.}$=0,04 МПа(изб) $T_{расч.}$=-50…+65	3200-G-020-PR-DTS-00005-00-R
114	2020-P-001	Полупогружной насос	1	$P_{расч}$=0,4 МПа (изб.) Q = 50 м^3/час; H= 50 м	3200-G-020-PR-DTS-00002-00-R
115	2020-P-002A…E	Насос подачи метанола	5	Ррасч=22,5 МПа (изб.) H= 10 м^3/час	3200-G-020-PR-DTS-00003-00-R
116	2020-P-003	Насос внутрискладской перекачки	1	Ррасч=0,4 МПа (изб.) Q = 100 м^3/час;	3200-G-020-PR-DTS-00004-00-R
117	2020-P-004	Дозировочный насос керсоина	1	Q= 1 м3 /час; $P_{наг}$=0,2 МПа	3200-G-020-PR-DTS-00006-00-R
Емкости дизельного топлива для АДЭС					
118	2041-T-100…500	Емкость диезльного топлива	5	V=19 м^3 $P_{расч.}$=0,05 МПа(изб) $T_{расч.}$=-50…+65	HOLD
Емкость дизельного топлива для котельной					
119	2039-T-001	Емкость дизельного топлива	1	V=25 м^3 $P_{расч.}$=0,05 МПа(изб) $T_{расч.}$=-50…+65	HOLD
Установка подготовки топливного газа					
120	2009-U-100	Блок подготовки газа, в том числе:	1	$P_{расч.}$=7,9 МПа (изб.); Q_{max}= 15000 кг/ч	
121	2009-V-100	Фильтр-сепаратор	1	$P_{расч.}$=7,9 МПа (изб.); Q_{max}= 15000 кг/ч	
122	2009-E-100	Теплообменник топливного газа	1	$P_{расч.}$=7,9 МПа (изб.); Q_{max}= 15000 кг/ч	
Ресиверы азота					
123	2071-V-101..105	Ресиверы азота	5	V=100 м^3 Ррасч.=12 МПа (изб.) tрасч= минус 50… плюс 65°С	

№ п/п	Позиция оборудования (обозначение по схеме)	Наименование оборудования	Кол.	Техническая характеристика	Техническая документация
Компрессорная воздуха КИП					
124	2070-U-100	Компрессорная воздуха КИП	1	Ррасч.=1,2 МПа (изб.) tрасч= минус 50… плюс 65°С	
Ресиверы воздуха КИП					
125	2070-V-101, 2070-V-102, 2070-V-103	Ресиверы воздуха КИП	3	V=40 м^3 Ррасч.=1,2 МПа (изб.) tрасч= минус 50… плюс 65°С	
Факельное хозяйство					
126	2060-V-101, 2060-V-102	Факельные сепараторы	2	V=136 м^3 Ррасч.=1,0 МПа (изб.) tрасч= минус 91… плюс 100°С	
127	2060-V-001, 2060-V-002, 2060-V-003	Дренажная емкость	3	V=12,5 м^3 Ррасч.=1,0 МПа (изб.) tрасч= минус 50… плюс 100°С	
128	2060-P-001, 2060-P-002	Полупогружной насос	2	$P_{расч}$=1,0 МПа (изб.) Q = 50 м^3/час; H= 80 м	

5.3 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.

Перечень оборудования, входящего в технологические блоки терминала, а также категории взрывоопасности технологических блоков приведены в таблице 5.3.1.

Таблица 5.3.1 – Категория взрывоопасности технологических блоков

Наименование блока	Оборудование, входящее в блок	Границы блока	Категория блока
Пункт переключающей арматуры № 3			
4 газопровода-шлейфа (размещенных в укрытии)	4 газопровода-шлейфа	2003-ESV-00101…00301, 003-ESV-00701, 2003-ESV-00102…00302, 003-ESV-00702	I
Пункт переключающей арматуры № 4			
3 газопровода-шлейфа (размещенных в укрытии)	3 газопровода-шлейфа	2003-ESV-00401…00601, 2003-ESV-00402…00602	I
Пробкоуловитель № 3			
Пробкоуловитель № 3	303-V-001, 303-S-001A,B	303-ESV-00001, 303-ESV-00002, 303-ESV-00003	I
Пробкоуловитель № 4			
Пробкоуловитель № 4	403-V-001, 403-S-001A,B	403-ESV-00001, 403-ESV-00002, 403-ESV-00003	I
Установка сепарации газа № 3			
Блок сепаратора 304-V-100A	304-V-100A	304-ESV-00001, 304-ESV-00002, 304-SDV-00114A	I
Блок сепаратора 304-V-100B	304-V-100B	304-ESV-00003, 304-ESV-00004, 304-SDV-00114B	I
Блок сепаратора 304-V-100C	304-V-100C	304-ESV-00005, 304-ESV-00006, 304-SDV-00114C	I
Установка сепарации газа № 4			
Блок сепаратора 404-V-100A	404-V-100A	404-ESV-00001, 404-ESV-00002, 404-SDV-00114A	I
Блок сепаратора 404-V-100B	404-V-100B	404-ESV-00003, 404-ESV-00004, 404-SDV-00114B	I
Блок сепаратора 404-V-100C	404-V-100C	404-ESV-00005, 404-ESV-00006, 404-SDV-00114C	I
Установка стабилизации конденсата № 3			
Блок емкостей разделителей 305-V-100A, B	305-V-100A, 305-V-100B	305-ESV-00001A,B, 305-SDV-00031, 305-SDV-02810A,B	I

Наименование блока	Оборудование, входящее в блок	Границы блока	Категория блока
Блок емкости дегазатора 305-V-200	305-V-200, 305-E-001 (межтрубное пр-во), 305-E-003 (трубное пр-во), 305-P-001A,B,C	305-SDV-00031, 305-ESV-00103, 305-SDV-02911 305-ESV-00034	I
Блок емкости разделителя 305-V-300	305-V-300	305-SDV-02911, 305-SDV-03209, 305-SDV-00025	I
Блок колонны стабилизации с ребойлером 305-C-001, 305-E-004	305-C-001, 305-E-004, 305-E-002, 305-E-005, 305-E-001 (трубное пр-во)	305-SDV-00025, 305-ESV-00091, 305-SDV-00090 305-ESV-00079	I
Блок емкости 305-V-001	305-V-001	305-SDV-00090, 305-ESV-00102, 305-ESV-00103	I
Установка стабилизации конденсата № 4			
Блок емкостей разделителей 405-V-100A, B	405-V-100A, 405-V-100B	405-ESV-00001A,B, 405-SDV-00031, 405-SDV-02810A,B	I
Блок емкости дегазатора 405-V-200	405-V-200, 405-E-001 (межтрубное пр-во), 405-E-003 (трубное пр-во), 405-P-001A,B,C	405-SDV-00031, 405-ESV-00103, 405-SDV-02911 405-ESV-00034	I
Блок емкости разделителя 405-V-300	405-V-300	405-SDV-02911, 405-SDV-03209, 405-SDV-00025	I
Блок колонны стабилизации с ребойлером 405-C-001, 405-E-004	405-C-001, 405-E-004, 405-E-002, 405-E-005, 405-E-001 (трубное пр-во)	405-SDV-00025, 405-ESV-00091, 405-SDV-00090 405-ESV-00079	I
Блок емкости 405-V-001	405-V-001	405-SDV-00090, 405-ESV-00102, 405-ESV-00103	I
Компрессорная газов дегазации № 2			
Блок комперссорной	006-U-100A,B,C	006-ESV-00010, 006-ESV-00011, 006-ESV-00012.	II
Установка регенерации метанола № 3			
Блок емкостей 521-V-001, 621-V-001	521-V-001,521-P-100A,B, 621-V-001,621-P-100A,B	2021-ESV-00050, 2021-ESV-00060, 2021-ESV-00070, 521-SDV-00522, 521-SDV-00523, 621-SDV-00522, 621-SDV-00523	III

Наименование блока	Оборудование, входящее в блок	Границы блока	Категория блока
Блок колоны регенерации метанола с теплообменниками, АВО и рефлюксной емкостью (линия 1)	521-C-001, 521-E-002, 521-E-003A,B, 521-P-200A,B, 521-E-001A,B, 521-P-300A,B	521-SDV-00522, 521-SDV-00523, 521-SDV-00622, 521-SDV-00623, 521-SDV-00725, 521-SDV-00726	III
Блок колоны регенерации метанола с теплообменниками, АВО и рефлюксной емкостью (линия 2)	621-C-001, 621-E-002, 621-E-003A,B, 621-P-200A,B, 621-E-001A,B, 621-P-300A,B	621-SDV-00522, 621-SDV-00523, 621-SDV-00622, 621-SDV-00623, 621-SDV-00725, 621-SDV-00726	III
Установка регенерации метанола № 4			
Блок емкостей 721-V-001, 821-V-001	721-V-001,721-P-100A,B, 821-V-001,821-P-100A,B	2021-ESV-00150, 2021-ESV-00160, 2021-ESV-00170, 721-SDV-00522, 721-SDV-00523, 821-SDV-00522, 821-SDV-00523	III
Блок колоны регенерации метанола с теплообменниками, АВО и рефлюксной емкостью (линия 1)	721-C-001, 721-E-002, 721-E-003A,B, 721-P-200A,B, 721-E-001A,B, 721-P-300A,B	721-SDV-00522, 721-SDV-00523, 721-SDV-00622, 721-SDV-00623, 721-SDV-00725, 721-SDV-00726	III
Блок колоны регенерации метанола с теплообменниками, АВО и рефлюксной емкостью (линия 2)	821-C-001, 821-E-002, 821-E-003A,B, 821-P-200A,B, 821-E-001A,B, 821-P-300A,B	621-SDV-00522, 621-SDV-00523, 621-SDV-00622, 621-SDV-00623, 621-SDV-00725, 621-SDV-00726	III
Установка регенерации метанола № 5			
Блок емкостей 921-V-001, 1021-V-001	921-V-001,921-P-100A,B, 1021-V-001,1021-P-100A,B	2021-ESV-00350, 2021-ESV-00360, 2021-ESV-00370, 921-SDV-00522, 921-SDV-00523, 1021-SDV-00522, 1021-SDV-00523	III
Блок колоны регенерации метанола с теплообменниками, АВО и рефлюксной емкостью (линия 1)	921-C-001, 921-E-002, 921-E-003A,B, 921-P-200A,B, 921-E-001A,B, 921-P-300A,B	921-SDV-00522, 921-SDV-00523, 921-SDV-00622, 921-SDV-00623, 921-SDV-00725, 921-SDV-00726	III
Блок колоны регенерации метанола с теплообменниками, АВО и рефлюксной емкостью (линия 2)	1021-C-001, 1021-E-002, 1021-E-003A,B, 1021-P-200A,B, 1021-E-001A,B, 1021-P-300A,B	1021-SDV-00522, 1021-SDV-00523, 1021-SDV-00622, 1021-SDV-00623, 1021-SDV-00725, 1021-SDV-00726	III

Наименование блока	Оборудование, входящее в блок	Границы блока	Категория блока
Установка регенерации метанола № 6			
Блок емкостей 1121-V-001, 1221-V-001	1121-V-001,1121-P-100A,B, 1221-V-001,1221-P-100A,B	2021-ESV-00450, 2021-ESV-00460, 2021-ESV-00470, 1121-SDV-00522, 1121-SDV-00523, 1221-SDV-00522, 1221-SDV-00523	III
Блок колоны регенерации метанола с теплообменниками, АВО и рефлюксной емкостью (линия 1)	1121-C-001, 1121-E-002, 1121-E-003A,B, 1121-P-200A,B, 1121-E-001A,B, 1121-P-300A,B	1121-SDV-00522, 1121-SDV-00523, 1121-SDV-00622, 1121-SDV-00623, 1121-SDV-00725, 1121-SDV-00726	III
Блок колоны регенерации метанола с теплообменниками, АВО и рефлюксной емкостью (линия 2)	1221-C-001, 1221-E-002, 1221-E-003A,B, 1221-P-200A,B, 1221-E-001A,B, 1221-P-300A,B	1221-SDV-00522, 1221-SDV-00523, 1221-SDV-00622, 1221-SDV-00623, 1221-SDV-00725, 1221-SDV-00726	III
Установка подготовки теплоносителя			
Блок насосов циркуляции 2046-P-101A, 2046-P-101B	2046-P-101A, 2046-P-101B	2046-SDV-00210, 2046-SDV-00211, 2046-SDV-00212, 2046-SDV-00213, 2046-SDV-00214 2046-SDV-00215	II
Блок насосов циркуляции 2046-P-101A, 2046-P-101B	2046-P-101A, 2046-P-101B	2046-SDV-00210, 2046-SDV-00211, 2046-SDV-00212, 2046-SDV-00213, 2046-SDV-00214 2046-SDV-00215	II
Блок насосов циркуляции 2046-P-201A, 2046-P-201B	2046-P-102A, 2046-P-102B	2046-SDV-00225, 2046-SDV-00226, 2046-SDV-00227, 2046-SDV-00228, 2046-SDV-00229, 2046-SDV-00230	II
Блок насосов циркуляции ОВКВ 2046-P-301A, 2046-P-301B, 2046-P-301C	2046-P-301A, 2046-P-301B, 2046-P-301C	2046-SDV-00233, 2046-SDV-00234, 2046-SDV-00235, 2046-SDV-00236, 2046-SDV-00237, 2046-SDV-00238, 2046-SDV-00239, 2046-SDV-00240, 2046-SDV-00241	II
Расходные резервуары метанола с насосной № 2			
Блок расходной емокости 2020-T-002A	2020-T-002A	2020-SDV-00006A 2020-SDV-00007A 2020-SDV-00008A	III

Наименование блока	Оборудование, входящее в блок	Границы блока	Категория блока
Блок расходной емокстн 2020-Т-002В	2020-Т-002В	2020-SDV-00006B 2020-SDV-00007B 2020-SDV-00008B	III
Блок расходной емокстн 2020-Т-002С	2020-Т-002С	2020-SDV-00006C 2020-SDV-00007C 2020-SDV-00008C	III
Блок расходной емокстн 2020-Т-002D	2020-Т-002D	2020-SDV-00006D 2020-SDV-00007D 2020-SDV-00008D	III
Насосная метанола	2020-Р-002А, В, С, D, Е	2020-ESV-00022 2020-ESV-00029	III
Установка подготовки топливного газа			
Блок подготовки топливного газа	2009-U-100	2009-ESV-00500 2009-ESV-00502 2046-ESV-00501 2046-ESV-00504 2046-ESV-000503	II

5.4 Монтажно-компоновочные решения

При размещении оборудования, зданий и сооружений, вспомогательного оборудования на территории площадки "Расширение комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ с учетом полномасштабной разработки юрских и ачимовских залежей", использованы следующие принципы:

– учет очередности строительства зданий, сооружений и коммуникаций;

– осуществление поточности технологического производства и сокращения протяженности технологических коммуникаций;

– удобство монтажа, обслуживания и ремонта оборудования;

– максимальную унификацию трубной обвязки однотипного оборудования, одинаковых технологических отделений;

– размещение технологических объектов в соответствии с требованиями действующей нормативной документации в части необходимых расстояний и противопожарных разрывов для опасных производственных объектов.

Все емкостное оборудование для локализации проливов продуктов ограждается бортиком высотой не менее 0,15 м.

Для обслуживания технологического оборудования, предусматриваются площадки для подъезда и установки передвижной грузоподъемной техники.

Конструктивные решения по прокладке технологических трубопроводов приняты в соответствии с требованиями и положениями ГОСТ 32569-2013 "Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывоопасных и химически опасных производствах" и обеспечивают:

– безопасность и надежность эксплуатации в пределах расчетного срока эксплуатации (п.161 ФНП «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»);

– возможность надзора за техническим состоянием и выполнения всех видов работ по контролю и испытанию трубопроводов;

– возможность полного опорожнения трубопроводов при их остановке;

– возможность производства монтажных и ремонтных работ с применением грузоподъемной техники.

– возможность выполнения всех видов работ по контролю, термической обработке сварных швов, испытанию, диагностированию;

– изоляцию и защиту трубопроводов от коррозии, атмосферного и статического электричества;

– предотвращение образования ледяных и других пробок в трубопроводе;

– наименьшую протяженность трубопроводов;

– исключение провисания и образования застойных зон;

– полное опорожнение трубопроводов при их остановке;

– защиту от повреждений;

– возможность беспрепятственного перемещения подъемных механизмов, оборудования и средств пожаротушения.

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.

Конструктивное исполнение и размещение трубопроводов, систем контроля и управления обеспечивают возможность контроля их технического состояния, а также возможность технического обслуживания, что соответствует требованиям п.177, п.178, п.179 ФНП «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», п.27, 34, п.200 – 202, п.212 ФНП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

К проектируемым сооружениям, установкам и оборудованию предусматривается прокладка технологических трубопроводов осуществляется надземным способом на несгораемых металлических конструкциях (эстакадах, этажерках, стойках, опорах), что соответствует требованиям п.29, п.39, п.67 ФНП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов, п.196 ФНП «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», п.6.10.4.1 СП 4.13130-2013 и п.10.1.5 ГОСТ 32569-2013.

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.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, согласно п.49 ФНП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

Высота свободного прохода составляет не менее 2,2 м, согласно п.49 ФНП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов». В случае невозможности выполнения данного требования предусматриваются переходные металлические площадки обслуживания, с просечно-вытяжным настилом, для исключения скопления снега и мусора.

Надземная прокладка обеспечивает наименьшую протяженность коммуникаций, исключает провисание и образование застойных зон. Расстояния, принятые между трубопроводами и от трубопроводов до строительных конструкций определены с учетом возможности сборки, ремонта, осмотра, нанесения изоляции, а также величины смещения трубопровода при температурных деформациях

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

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.

Конфигурация трубопроводов выбрана с учетом обеспечения самокомпенсации температурных деформаций за счет поворотов и изгибов трассы, в также пространственных компенсаторов (П, Г и Z-образных) согласно п.74 ФНП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

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

Размещение трубопроводной арматуры не противоречит требованиям п.36, п.57-п.60, п.61, п.65 ФНП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», п.177 ФНП «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств». Предусмотренные мероприятия по отключению отдельных участков для производства ремонтных и аварийных работ соответствуют требованиям действующих норм и обеспечивают безопасное проведение работ.

Согласно п.65 ФНП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» трубопроводная арматура размещается в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта. Ручные привода арматуры располагаются 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 привода расположены на высоте не более 1,6 м. Для обслуживания приборов, элементов оборудования, приводов арматуры, располагающихся на высоте более 1,8 м от уровня пола помещения, уровня покрытия площадки наружного оборудования или перекрытия этажерки, предусматриваются площадки обслуживания.

Расположение опор под трубопроводами, расстояние между опорами, отметки трубопроводов относительно поверхности земли выбраны с учетом нагрузок, а также условий технологического процесса, удобства монтажа, обслуживания и проведения ремонтных работ.

Опоры и подвески расположены максимально близко к сосредоточенным нагрузкам, арматуре, фланцам, фасонным деталям.

Прокладка факельных трубопроводов выполнена с уклоном не менее 0,002 в сторону сепараторов. Если выдерживать указанный уклон невозможно, в соответствии с п.48 "Руководство по безопасности факельных систем", в низших точках факельных коллекторов и трубопроводов размещаются устройства для отвода конденсата, конструкция которых исключает унос жидкости и предусматривает их тепловую изоляцию и наружный обогрев. 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. Подключение (врезки) к факельному коллектору выполняются сверху.

Принятые технические решения обеспечивают экологическую безопасность при эксплуатации установок.

5.4.1 Трубы и соединительные детали трубопроводов

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 ФНП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и ГОСТ 32388-2013.

Принятые в документации трубы, детали трубопроводов отвечают требованиям государственных стандартов, техническим условиям, другим нормативным документам, утвержденным в установленном порядке, имеют технические паспорта, сертификаты соответствия техническим регламентам ТР ТС 010/2011, ТР ТС 012/2011, ТР ТС 032/2013 и разрешены к применению (п.7 ФНП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»).

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.

Толщина стенки труб и деталей трубопровода определена расчетом на прочность в зависимости от рабочих (расчетных) параметров, коррозионных и эрозионных свойств среды, а также с учетом обеспечения срока эксплуатации, что соответствует требованиям п.17, п.190 ФНП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и положениям ГОСТ 32388-2013.

Трубы и фасонные детали трубопроводов должны быть изготовлены из стали, обладающей технологической свариваемостью, относительным удлинением металла при разрыве на пятикратных образцах не менее 16 % и ударной вязкостью не ниже KCU=39,2 Дж/см², KCV=24,5 Дж/см² при температуре минус 50 °С.

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

трубы DN15÷40 – из стали 10Г2 гр.В, 09Г2С, изготавливаются по ГОСТ 32678-2014, ГОСТ 8734-75 или аналогичные;

трубы DN50÷400 - из стали 09Г2С, изготавливаются по ТУ 14-3Р-1128-2007, ТУ 24.20.13.130-007-16427522-2018 и или аналогичные;

трубы DN500 ÷ DN1200, ТУ 1381-012-05757848-2005 или аналог, класса прочности К60;

трубы DN500 ÷ DN1200 PN>10МПа, ТУ-24.20.21-003-01395041-2016 или аналог, класса прочности К60

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 DN500 и выше по Газ ТУ 102-488-05 или аналогичные из низколегированных сталей, исполнение ХЛ.

Для трубопроводов с рабочей температурой ниже минус 70°С:

трубы DN15 ÷ DN200, ГОСТ 9941-89, сталь 12Х18Н10Т.

Для трубопроводной продукции из нержавеющей стали DN>200 применяются трубы, изготовленные по стандарту ASME B 16.9 из стали ASTM A312 304 / 304 L, качество которых не ниже установленного в приложении А ГОСТ 32569-2013 и соответствует п. 7.1.4.

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.

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

Расчеты толщины стенок проводится с учетом минусового допуска на толщину стенки труб и прибавки на коррозию.

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 (до 25 лет) и скорости коррозии (0,1 мм/год), но не менее 3 мм.

Расчетные параметры транспортируемых сред, химический состав сред и минимальная температура окружающей среды (не ниже минус 50 °С) позволяет применить трубы и детали трубопроводов Российских заводов изготовителей из хладостойких сталей.

Расчетная толщина стенки трубопроводов определяется по формуле 7.1 ГОСТ 32388-2013:

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

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

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

где:

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

Da – наружный диаметр трубы, мм;

$[\sigma]$ – допускаемые напряжения при расчетной температуре, МПа;

σB/t – минимальное значение временного сопротивления (предела прочности) при растяжении при расчетной температуре t °C, МПа;

$\sigma p/t$ – минимальное значение предела текучести при расчетной температуре t °C, МПа;

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

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

Выбор расчетного давления и температуры стенки соответствует п.15, п.16 ФНП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

Номинальную толщину стенки элемента трубопровода S определяется 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:

если С1 задан в %:

$$S = \frac{S_R + C2}{100 - C1} \times 100;$$

если С1 задан в мм:

$$S = S_R + C1 + C2\,.$$

но не менее минимальной толщины стенки при эксплуатации с учетом прибавки на коррозию, по формулу:

$S \geq S_{MIN} + C2$,

где:

S_R – расчетная толщина стенки трубы, мм;

S_{MIN} – минимальная толщина стенки трубы при эксплуатации, согласно таблицы 5.6 ГОСТ 32388-2013.

На основании результатов расчета в качестве принятой толщины стенки трубы S 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 сводной таблице 5.4.1.1.

Трубы, детали технологических трубопроводов подлежат отбраковке, если фактическая толщина стенки окажется меньше рассчитанной отбраковочной толщины, что соответствует требованиям п.190 ФНП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов». Расчет отбраковочной толщины стенки выполнен по разделу 7 ГОСТ 32388-2013. При выборе толщины стенки труб и деталей трубопровода учтены особенности технологии их изготовления.

Установленный срок службы безопасной эксплуатации трубопроводов принят в соответствии с расчетным сроком службы оборудования и составляет не менее 25 лет, но учитывая требование ГОСТ 32388-2013, значение назначенного ресурса трубопроводов составляет 20 лет. По истечению указанного срока службы трубопроводов и его элементов проводится продление срока эксплуатации в установленном порядке.

Принимая во внимание принятую скорость коррозии - 0,1 мм/год и принятый срок службы эксплуатации трубопроводов не менее 25 лет, общая прибавка на коррозию для трубопроводов составит не менее 3,0 мм. Исходя из этого, в таблице 5.4.1.1 приведен результат расчета срока службы трубопроводов с учетом принятой толщины стенки (s), отбраковочной толщины (б) и принятой скорости коррозии (Vкор).

Расчетный срок службы, [лет] = (s-б)/(Vкор.)

Числовые значения всех величин, результаты расчета, выбранные толщины для трубопроводов, а также срок службы трубопроводов, представлены в таблице 5.4.1.1.

Исходя из расчетных параметров технологических сред, применяются трубы, отвечающие требованиям эксплуатации в соответствующей строительно-климатической зоне. В зависимости от назначения трубопроводов, их диаметров и физико-химических свойств транспортируемой среды используется соответствующая номенклатура труб и соединительных деталей. Выбор материального исполнения труб, деталей трубопроводов выполнен с учетом физико-химических свойств и технологических параметров рабочей среды, минимальной температуры окружающего воздуха (минус 50°С), условий эксплуатации и категории взрывоопасности технологических блоков, что соответствует требованиям п.7 ГОСТ 32569-2013, п.165, п.193 ФНП «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», п.8, п.20, п.25 ФНП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. На основании этого проектом предусматривается применение труб и деталей трубопроводов Российских заводов изготовителей из низколегированных или нержавеющих конструкционных качественных сталей.

Трубы DN40 и менее гнуть при монтаже радиусом не менее 4DN, если рабочей документацией не предусмотрены отводы или колена заводского изготовления.

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.

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

Трубопроводы, материалы и комплектующие изделия не могут быть допущены к монтажу при отсутствии документов, подтверждающих качество их изготовления и соответствие требованиям нормативно-технических документов и технических регламентов.

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

Инв. № подл.		Подп. и дата	Взам.инв.№

Таблица 5.4.1.1 Результаты расчетов толщины стенки труб по ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия

Расчетное внутрен. избыт. давление, МПа	Расчетная температура, °С	Наружный диаметр трубы, мм	Материал трубы	Минимальное значение временного сопротивления, МПа	Минимальное значение предела текучести, МПа	Коэфф. прочн. продольного сварного шва при растяжении	Минусовой допуск	Размерность минусового допуска	Прибавка на коррозию, мм	Допускаемое напряжение при 20°С, МПа (формула 5.1)	Коэффициент пересчета по температуре	Допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа	Расчетная толщина стенки трубы, мм (формула 7.1)	Номинальная толщина стенки трубы, мм (формула 5.7)	Принятая толщина стенки трубы, мм	Отбраковочная толщина (формула 5.11), мм	Расчетный срок службы
p	Tp	Da	-	σв	σ0,2	γy	c1	-	c2	[σ]20	kt	[σ]	SR	S	Sпр.	So	
1,6	65	15	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,95	155,43	0,08	3,42	4	1,0	30
1,6	65	22	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,95	155,43	0,11	3,46	4	1,0	30
1,6	65	25	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,95	155,43	0,13	3,48	4	1,0	30
1,6	65	32	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,95	155,43	0,16	3,52	5	1,5	35
1,6	65	45	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,95	155,43	0,23	3,59	5	1,5	35
1,6	65	57	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	0,27	3,85	5	1,5	35
1,6	65	89	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	0,42	4,03	5	2,0	30
1,6	65	108	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	0,51	4,13	5	2,0	30
1,6	65	159	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	0,75	4,42	6	2,5	35
1,6	65	219	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	1,04	4,75	6	2,5	35
1,6	65	273	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	1,29	5,05	7	3,0	40
1,6	65	325	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	1,54	5,34	8	3,0	50
1,6	65	377	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	1,79	5,63	9	3,5	55
1,6	65	426	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	2,02	5,90	9	3,5	55
1,6	65	530	К60	590	460	1	5	%	3,0	246	0,95	233,93	1,81	5,06	10	4,0	60
1,6	65	720	К60	590	460	1	5	%	3,0	246	0,95	233,93	2,45	5,74	10	4,0	60
1,6	65	1020	К60	590	460	1	5	%	3,0	246	0,95	233,93	3,48	6,82	10	4,0	60

Инв. № подл.		Подп. и дата	Взам.инв.№

Расчетное внутрен. избыт. давление, МПа	Расчетная температура, °С	Наружный диаметр трубы, мм	Материал трубы	Минимальное значение временного сопротивления, МПа	Минимальное значение предела текучести, МПа	Коэфф. прочн. продольного сварного шва при растяжении	Минусовой допуск	Размерность минусового допуска	Прибавка на коррозию, мм	Допускаемое напряжение при 20°С, МПа (формула 5.1)	Коэффициент пересчета по температуре	Допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа	Расчетная толщина стенки трубы, мм (формула 7.1)	Номинальная толщина стенки трубы, мм (формула 5.7)	Принятая толщина стенки трубы, мм	Отбраковочная толщина (формула 5.11), мм	Расчетный срок службы
p	Tp	Da	-	σв	σ0,2	γy	c1	-	c2	[σ]20	kt	[σ]	SR	S	Sпр.	So	
1,6	65	1220	К60	590	460	1	5	%	3,0	246	0,95	233,93	4.16	7.53	12	4.8	72
6,3	65	22	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,95	155,43	0,44	3,82	4	1,0	30
6,3	65	25	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,95	155,43	0,50	3,89	4	1,0	30
6,3	65	32	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,95	155,43	0,64	4,04	5	1,5	35
6,3	65	45	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,95	155,43	0,89	4,33	5	1,5	35
6,3	65	57	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	1,05	4,76	5	1,8	32
6,3	65	89	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	1,64	5,46	6	2,5	34
6,3	65	108	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	1,99	5,87	6	2,9	31
6,3	65	159	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	2,92	6,97	7	4,0	30
6,3	65	219	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	4,03	8,27	9	5,4	36
6,3	65	273	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	5,02	9,44	10	6,5	34
6,3	65	325	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	7,04	10,57	11	7,6	33
6,3	65	377	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	6,93	11,69	12	8,7	32
6,3	65	426	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	7,84	12,75	13	9,8	32
6,3	65	530	К60	590	460	1	5	%	3,0	246	0,95	233,93	7,04	10,57	12	7,6	43
10	70	22	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,95	154,71	0,69	4,10	5	1,2	38
10	70	25	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,95	154,71	0,78	4,20	5	1,3	37
10	70	32	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,95	154,71	1,00	4,45	5	1,5	34
10	70	45	10Г2	422	245	1	8	%	3,0	163	0,95	154,71	1,41	4,79	6	1,9	41
10	70	57	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	167,33	1,65	5,48	6	2,6	34

Инв. № подл.		Подп. и дата	Взам.инв.№

Расчетное внутрен. избыт. давление, МПа	Расчетная температура, °С	Наружный диаметр трубы, мм	Материал трубы	Минимальное значение временного сопротивления, МПа	Минимальное значение предела текучести, МПа	Коэфф. прочн. продольного сварного шва при растяжении	Минусовой допуск	Размерность минусового допуска	Прибавка на коррозию, мм	Допускаемое напряжение при 20°С, МПа (формула 5.1)	Коэффициент пересчета по температуре	Допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа	Расчетная толщина стенки трубы, мм (формула 7.1)	Номинальная толщина стенки трубы, мм (формула 5.7)	Принятая толщина стенки трубы, мм	Отбраковочная толщина (формула 5.11), мм	Расчетный срок службы
p	Tp	Da	-	σв	σ0,2	γy	c1	-	c2	[σ]20	kt	[σ]	SR	S	Sпр.	So	
10	70	89	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	167,33	2,58	6,57	7	3,6	33
10	70	108	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	167,33	3,13	7,22	8	4,3	36
10	70	159	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	167,33	4,61	8,96	10	6,1	38
10	70	219	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	167,33	6,35	11,00	12	8,2	38
10	70	273	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	167,33	7,92	12,85	14	10,0	39
10	70	325	09Г2С	470	265	1	12,5	%	3,0	177	0,95	167,33	9,43	14,20	16	11,4	45
10	70	377	09Г2С	470	265	1	12,5	%	3,0	177	0,95	167,33	10,94	15,93	17	13,1	39
10	70	426	09Г2С	470	265	1	12,5	%	3,0	177	0,95	167,33	12,36	17,55	19	14,7	42
10	70	530	К60	590	480	1	0,8	мм	3,0	246	0,95	232,85	11,14	14,94	16	11,9	40
10	70	630	К60	590	480	1	0,8	мм	3,0	246	0,95	232,85	13,24	17,04	18	14,0	39
10	70	720	К60	590	480	1	0,8	мм	3,0	246	0,95	232,85	15,14	18,94	20	15,9	40
10	70	1020	К60	590	480	1	0,8	мм	3,0	246	0,95	232,85	21,44	25,24	26	22,2	37
10	70	1220	К60	590	480	1	1	мм	3,0	246	0,95	232,85	25,65	29,65	30	26,6	33
16	65	22	10Г2	422	24	1	10	%	3,0	163	0,95	155,43	1,08	4,53	5	1,6	34
16	65	25	10Г2	422	245	1	10	%	3,0	163	0,95	155,43	1,22	4,69	5	1,7	32
16	65	32	10Г2	422	245	1	8	%	3,0	163	0,95	155,43	1,57	4,96	6	2,0	39
16	65	45	10Г2	422	245	1	8	%	3,0	163	0,95	155,43	2,20	5,66	6	2,7	33
16	65	57	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	2,59	6,58	7	3,6	33
16	65	89	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	4,04	8,29	9	5,4	36
16	65	108	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	4,91	9,30	10	6,4	35

Инв. № подл.		Подп. и дата	Взам.инв.№

Расчетное внутрен. избыт. давление, МПа	Расчетная температура, °С	Наружный диаметр трубы, мм	Материал трубы	Минимальное значение временного сопротивления, МПа	Минимальное значение предела текучести, МПа	Коэфф. прочн. продольного сварного шва при растяжении	Минусовой допуск	Размерность минусового допуска	Прибавка на коррозию, мм	Допускаемое напряжение при 20°С, МПа (формула 5.1)	Коэффициент пересчета по температуре	Допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа	Расчетная толщина стенки трубы, мм (формула 7.1)	Номинальная толщина стенки трубы, мм (формула 5.7)	Принятая толщина стенки трубы, мм	Отбраковочная толщина (формула 5.11), мм	Расчетный срок службы
p	Tp	Da	-	σв	σ0,2	γy	c1	-	c2	[σ]20	kt	[σ]	SR	S	Sпр.	So	
16	65	159	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	7,22	12,03	13	9,2	38
16	65	219	09Г2С	470	265	1	12,5	%	3,0	177	0,95	168,11	9,95	14,80	16	11,9	40
16	65	273	09Г2С	470	265	1	12,5	%	3,0	177	0,95	168,11	12,40	17,60	18	14.7	33
25	65	22	10Г2	422	245	1	8	%	3,0	163	0,95	155,43	1,64	5,04	6	2,1	38
25	65	25	10Г2	422	245	1	8	%	3,0	163	0,95	155,43	1,86	5,28	6	2,3	36
25	65	32	10Г2	422	245	1	8	%	3,0	163	0,95	155,43	2,38	5,85	7	2,9	40
25	65	45	10Г2	422	245	1	8	%	3,0	163	0,95	155,43	3,35	6,90	8	4,0	40
25	65	57	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	3,94	8,17	9	5,3	37
25	65	89	09Г2С	470	265	1	15	%	3,0	177	0,95	168,11	6,16	10,78	11	7,8	31
1,6	100	18	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,94	135,75	0,11	0,12	3	1,0	25
1,6	100	25	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,94	135,75	0,15	0,17	3	1,0	25
1,6	100	32	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,94	135,75	0,19	0,21	3	1,5	25
1,6	100	45	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,94	135,75	0,26	0,30	3	1,5	25
1,6	100	57	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,94	135,75	0,33	0,38	4	1,5	25
1,6	100	76	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,94	135,75	0,45	0,51	4	2,0	25
1,6	100	89	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,94	135,75	0,52	0,60	4	2,0	25
1,6	100	108	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,94	135,75	0,63	0,72	4	2,0	25
1,6	100	160	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,94	135,75	0,94	1,07	5	2,5	25
1,6	100	220	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,94	135,75	1,29	1,47	6	3,0	25
1,6	100	273	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,94	135,75	1,60	1,83	6	3,0	25

Инв. № подл.		Подп. и дата	Взам.инв.№

Расчетное внутрен. избыт. давление, МПа	Расчетная температура, °С	Наружный диаметр трубы, мм	Материал трубы	Минимальное значение временного сопротивления, МПа	Минимальное значение предела текучести, МПа	Коэфф. прочн. продольного сварного шва при растяжении	Минусовой допуск	Размерность минусового допуска	Прибавка на коррозию, мм	Допускаемое напряжение при 20°С, МПа (формула 5.1)	Коэффициент пересчета по температуре	Допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа	Расчетная толщина стенки трубы, мм (формула 7.1)	Номинальная толщина стенки трубы, мм (формула 5.7)	Принятая толщина стенки трубы, мм	Отбраковочная толщина (формула 5.11), мм	Расчетный срок службы
p	Tp	Da	-	σв	σ0,2	γy	c1	-	c2	[σ]20	kt	[σ]	SR	S	Sпр.	So	
1,6	100	914,4	ASTM A358 SS 304 (316)	515	205	1	12,5	%	0,0	137	0,94	135,49	5,37	6,13	10,31	6,7	25
6,3	70	18	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,96	138,92	0,40	0,46	3	1,0	25
6,3	70	25	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,96	138,92	0,55	0,63	3	1,0	25
6,3	70	32	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,96	138,92	0,71	0,81	3	1,5	25
6,3	70	38	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,96	138,92	0,84	0,96	3	1,5	25
6,3	70	45	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,96	138,92	1,00	1,14	3	1,5	25
6,3	70	57	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,96	138,92	1,26	1,44	4	1,8	25
6,3	70	76	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,96	138,92	1,69	1,93	4	2,2	25
6,3	70	89	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,96	138,92	1,97	2,26	4	2,5	25
6,3	70	108	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,96	138,92	2,39	2,74	4	2,9	25
6,3	70	160	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,96	138,92	3,55	4,05	5	4,2	25
10	70	18	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,96	138,92	0,63	0,71	3	1,0	25
10	70	25	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,96	138,92	0,87	0,99	3	1,2	25
10	70	32	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,96	138,92	1,11	1,27	3	1,5	25
10	70	45	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,96	138,92	1,56	1,79	3	1,9	25
10	70	57	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,96	138,92	1,98	2,26	4	2,5	25
10	70	89	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,96	138,92	3,09	3,53	5	3,7	25

Инв. № подл.		Подп. и дата	Взам.инв.№

Расчетное внутрен. избыт. давление, МПа	Расчетная температура, °С	Наружный диаметр трубы, мм	Материал трубы	Минимальное значение временного сопротивления, МПа	Минимальное значение предела текучести, МПа	Коэфф. прочн. продольного сварного шва при растяжении	Минусовой допуск	Размерность минусового допуска	Прибавка на коррозию, мм	Допускаемое напряжение при 20°С, МПа (формула 5.1)	Коэффициент пересчета по температуре	Допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа	Расчетная толщина стенки трубы, мм (формула 7.1)	Номинальная толщина стенки трубы, мм (формула 5.7)	Принятая толщина стенки трубы, мм	Отбраковочная толщина (формула 5.11), мм	Расчетный срок службы
p	Tp	Da	-	σв	σ0,2	γy	c1	-	c2	[σ]20	kt	[σ]	SR	S	Sпр.	So	
16	65	18	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,97	139,45	0,98	1,12	3	1,4	25
16	65	25	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,97	139,45	1,36	1,55	3	1,7	25
16	65	32	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,97	139,45	1,74	1,98	3	2,1	25
16	65	45	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,97	139,45	2,44	2,79	4	2,9	25
16	65	57	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,97	139,45	3,09	3,53	5	3,7	25
16	65	89	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,97	139,45	4,83	5,52	7	5,7	25
16	65	108	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,97	139,45	5,86	6,70	8	6,9	25
25	65	18	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,97	139,45	1,48	1,69	3	1,9	25
25	65	25	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,97	139,45	2,06	2,35	3	2,4	25
25	65	32	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,97	139,45	2,63	3,01	4	3,1	25
25	65	45	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,97	139,45	3,70	4,23	5	4,3	25
25	65	57	12Х18Н10Т	549	216	1	12,5	%	0,0	144	0,97	139,45	4,69	5,36	6	5,4	25

5.4.2 Трубопроводная арматура

Предусматривается применение стальной фланцевой трубопроводной арматуры с ручным и дистанционным управлением. Номенклатура трубопроводной арматуры предусматривается с учетом транспортируемых сред, широкого диапазона расчетных давлений и температур. Применяемая трубопроводная арматура соответствует требованиям установленным Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. N 184-ФЗ "О техническом регулировании" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2002, N 52, ст.5140; 2021, N 27, ст.5179), Федеральным законом N 116-ФЗ (Собрание законодательства Российской Федерации, 1997, N 30, ст.3588; 2021, N 24, ст.4188), ТР ТС 010/2011, ФНП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», ГОСТ 34294-2017 Арматура трубопроводная криогенная. Общие технические условия, ГОСТ Р 56001-2014 "Трубопроводная арматура для объектов газовой промышленности. Общие технические условия" и п.8 ГОСТ 32569-2013.

Запроектированная к применению арматура предусмотрена к поставке предварительно испытанной с необходимыми документами (сертификаты, декларации и т.д.) подтверждающими ее соответствие требованиям регламентов Таможенного Союза (ТР ТС 012/2011, ТР ТС 032/2013) и требованиям, установленным в технической документации производителя, что соответствует требованиям п.203, п.212 ФНП "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств", п.6, п.83, п.84, п.200 ФНП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов".

Применение запорной арматуры в качестве регулирующей не допускается (п.84, п.85 ФНП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов").

До передачи трубопроводной арматуры в монтаж необходимо провести проверку работоспособности привода в соответствии с п.112 ФНП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов".

Класс герметичности арматуры для взрывопожароопасных сред - класс "А" по ГОСТ 9455-2015. Для удобства дальнейшего технического обслуживания запорная арматура DN400 и менее предусматриваются во фланцевом исполнении, арматура DN500 и более – в приварном исполнении.

Вся фланцевая арматура поставляется в комплекте с ответными фланцами, крепежом и прокладками. Тип фланцев и уплотнительной поверхности приняты в соответствии с требованиями приложения "Р" ГОСТ 32569-2013, 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 E (выступ) – F (впадина) или C, L (шип) – D, M (паз), с давление более 6,3 МПа, применить тип фланцев

исполнения J или К 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.

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.

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 34294-2017, ГОСТ Р 56001-2014 и ГОСТ 12.2.063-2015.

В качестве основной приводной запорной арматуры предполагается использование шаровых кранов с пневмоприводом. Шаровые краны, включенные в систему ПАЗ, комплектуются индивидуальными ресиверами с обратным клапаном и запасом силового агента на две перестановки шарового крана. Приводы шаровых кранов комплектуются ручными дублерами. Для трубопроводов больших диаметров с DN500 и более на давление ниже 1,0 МПа могут быть использованы поворотные заслонки с пневмоприводом. Силовой агент – воздух КИП.

Клапаны регулирующие соответствуют требованиям ГОСТ 12893-2005. 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. В закрытом положении регулирующие клапаны обеспечивают герметичность затвора в соответствии с ГОСТ 23866-87.

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 (воздух КИП, азот, технический воздух, вода и т.д.).

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.

По типу запорного органа шаровые краны DN 40 и менее приняты полнопроходыми, 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 среды. Для фланцевой арматуры корпус предусматривается разборной или цельносварной.

Конструкция шпиндельного узла крана антивыбросная и обеспечивает возможность безопасной замены уплотнения при закрытом затворе и наличии давления на действующем трубопроводе. На шпинделе и корпусе крана имеются метки для определения точного положения шарового затвора в открытом и закрытом состоянии без разборки крана или трубопровода (указатель положения затвора). Сальник шпинделя крана имеет не менее двух уплотнительных элементов и систему ввода уплотнительной смазки между ними. Подачу уплотнительной смазки в седла и сальник шпинделя осуществляют через фитинги, установленные на корпусе крана и рассчитанные на избыточное давление не менее 55000 кПа.

Конструкция уплотнения, материал прокладок и монтаж фланцевых соединений обеспечивают необходимую степень герметичности разъемного соединения в течение межремонтного периода эксплуатации технологической системы согласно требованиям п.200 ФНП "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств".

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 (воздух КИП, азот, технический воздух, вода и т.д.).

Материальное исполнение всей арматуры – ХЛ1, согласно ГОСТ 15150-69*. Материальное исполнение элементов арматуры должно удовлетворять требованиям по ударной вязкости KCU при температуре минус 50 °С не ниже 39,2 Дж/см^2, KCV при температуре минус 50°С не ниже 24,5 Дж/см^2. Для металла сварных соединений и крепежных изделий значения ударной вязкости принимаются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 56001-2014 п.5.5.1.11. Испытания сварных соединений проводят на образцах типа KCU, для номинальной толщины стенки свариваемых деталей:

- до 25 мм включительно — не менее 39,2 Дж/см^2;

- свыше 25 мм — не менее 49 Дж/см^2.

Испытания металла крепежных изделий (гаек, шпилек) проводят на образцах типа KCV, при этом значения ударной вязкости при всех температурах испытаний должны быть не менее 30 Дж/см^2.

В соответствии с ГОСТ 34294-2017 п.5.5.6 аустенитные стали, применяемые для основных деталей арматуры, имеют ударную вязкость KCV 40 Дж/см^2 при минимальной температуре рабочей среды.

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 34294-2017 и ГОСТ Р 56001-2014. Материальное исполнение запорной арматуры предусмотреть с учетом требований ГОСТ 33260-2015.

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

Материал корпуса арматуры соответствует климатическому исполнению по ГОСТ 15150-69. Материальное исполнение арматуры соответствует требованиям п.86, п.87 ФНП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", п.203 ФНП "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств".

Материал деталей арматуры, уплотнительные поверхности фланцев и сварные соединения удовлетворяют следующим требованиям:

– обеспечивать допустимый запас прочности;

– обладать достаточной коррозионной стойкостью к рабочей и окружающей среде;

– не содержать внутренних и внешних дефектов, влияющих на безопасность;

– подбираются с учетом исключения взаимного химического воздействия при соединении различных материалов.

При выборе материалов для деталей арматуры учитываются заданные условия эксплуатации:

– расчетное давление;

– минимальную температуру окружающей среды;

– максимальную температуру рабочей среды;

– химический состав и свойства рабочей (взрывоопасность, токсичность, коррозионную активность, наличие примесей) и окружающей среды.

Материальное исполнение всей арматуры – УХЛ1, согласно ГОСТ 15150-69.

Конструкция арматуры обеспечивает:

– надежность функционирования и безопасность для персонала в рабочих условиях;

– заданную прочность корпуса, в том числе при перепадах давления на затворе при выполнении функций открытия и закрытия. Прочность корпуса подтверждают расчетом;

– плотность материала корпусных деталей и сварных швов;

– отсутствие утечек во внешнюю среду;

– требуемую герметичность затвора.

Все неметаллические материалы уплотнений, муфт и уплотнительных колец испытаны и признаны пригодными для конкретных сред при указанных условиях технологического процесса до начала эксплуатации.

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 обеспечивают защиту в течение всего срока эксплуатации арматуры.

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

Для кранов DN 250 и более, имеющих опорные конструкции на корпусе, предусматривается опирание на фундаменты или строительные конструкции.

Количественные значения показателей надежности и назначенных показателей кранов, в соответствии с требованиями п.161 ФНП "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств" определяются техническими условиями на краны и удовлетворяют следующему требованию, срок службы – не менее 25 лет.

Для защиты от повышения давления выше допустимого значения на аппаратах, работающих под давлением, установлены предохранительные клапаны в соответствии с ФНП "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением". Проектом предусматривается применение клапанов, соответствующих требованиям ГОСТ 12.2.063-2015.

Предохранительные клапаны должны обслуживаться в соответствии с технической документацией и нормативно-технической документацией по промышленной безопасности. Порядок и сроки проверки исправности действия предохранительных устройств в зависимости от условий технологического процесса должны быть указаны в производственной инструкции по эксплуатации предохранительных устройств, утвержденной руководством эксплуатирующей организации (п. 326 ФНП "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением").

Согласно требованиям раздела 4 ГОСТ 12.2.085-2017, для аппаратов с пожаро- и взрывоопасными веществами предусмотрена система клапанов, состоящая из рабочего и резервного предохранительных клапанов равной пропускной способности, с установкой переключающих устройств по входу и выходу для обеспечения ревизии и ремонта клапанов. Конструкция переключающих устройств исключает возможность одновременного закрытия запорной арматуры на рабочем и резервном клапанах. В качестве предохранительных устройств применяются пружинные предохранительные клапаны разгруженного типа (при направлении сброса в систему с постоянным противодавлением) и неразгруженного типа (при направлении сброса в атмосферу).

Для демонтажа/монтажа предохранительных клапанов с аппарата на землю с целью их вывоза на ремонт и тарировку наружные технологические площадки оснащаются грузоподъемными устройствами (лебедка, кран).

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.

5.4.3 Антикоррозионная защита трубопроводов и оборудования

Защита трубопроводов и емкостного оборудования от атмосферной коррозии осуществлена в соответствии с требованиями СП 28.13330.2017 и 3300-E-000-MC-SPE-23101-00-D лакокрасочными материалами:

- наружные поверхности неизолированных технологических трубопроводов покрываются полиуретановой эмалью ПОЛИТОН-УР одним слоем, акрил-уретановой эмалью ПОЛИТОН-УР(УФ) одним слоем по грунтовке ЦИНОТАН в один слой;
- наружные поверхности трубопроводов с теплоизоляцией покрываются грунтовкой ЦИНОТАН одним слоем.

Возможно применение других лакокрасочных материалов, которые должны соответствовать группе III, IV (эпоксидные, полиуретановые, полимочевинные и др.) по СП 28.13330.2017.

Выбор типа антикоррозионного покрытия выполняется с учетом степени коррозионной активности атмосферы С5 (в соответствии с положениями СП 28.13330.2017, ГОСТ 9.401-2018 и документа Компании 3300-E-000-MC-SPE-23101-00-D). Нанесение ЛКП должно выполняться по грунтовкам с толщиной слоя от 60 мкм до 240 мкм. Общая толщина антикоррозионного покрытия (в зависимости от выбранной лакокрасочной системы) – от 240 мкм до 320 мкм.

Лакокрасочные и антикоррозионные покрытия трубопроводов и арматуры обладают необходимой термостойкостью при максимально возможных расчетных температурах.

Подготовка поверхностей перед нанесением покрытия, подготовка лакокрасочных материалов, нанесение покрытия должно производиться в соответствии с требованиями ГОСТ 9.402, СП 28.13330.2017 и технической документации на материалы разработчика. Минимальная степень подготовки поверхности – Sa 2 ½.

Опознавательная окраска трубопроводов и оборудования, оформление производственных объектов выполняется по требованиям ГОСТ Р 71918-2024.

5.4.4 Теплоизолирующие покрытия трубопроводов и оборудования

Тепловая изоляция трубопроводов определяется в соответствии п.77 ФНП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", с учетом требований СП 61.13330.2012 и п.10.8 ГОСТ 32569-2013.

При проектировании учтены требования п.23, п.77, п.78, п.79 ФНП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", п.171 ФНП "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств".

Применяемые теплоизолирующие покрытия трубопроводов и арматуры сохраняют свои свойства при максимальных рабочих температурах. При выборе материалов и конструкций тепловой изоляции учтена возможность проникновения воды (водяных паров) в теплоизоляцию и предусмотрены меры для предотвращения потери теплоизоляционных свойств.

Материал теплоизоляции должен соответствовать требованиям Таблицы Б.1 приложения Б СП 61.13330. Для теплоизоляции принять только не горючие материалы.

В качестве теплоизоляционных материалов для изоляции технологических трубопроводов и соединительных деталей предусмотрены следующие материалы:

для трубопроводов DN15÷DN40 – полотно холстопрошивное ПСХ-Т-450 (800) ТУ 6-48-97-93;

для трубопроводов DN50÷DN200 – маты минераловатные прошивные без обкладок марки 125 ГОСТ 21880-94*;

для трубопроводов DN250÷DN1000 и оборудования маты минераловатные прошивные в обкладках из металлической сетки № 12-1,2 с 2-х сторон марки 125 ГОСТ 21880-94*.

С целью предотвращения коррозионного воздействия теплоизоляционного материала на металлические поверхности оборудования и трубопроводов в присутствии влаги (при разрушении теплоизоляционной конструкции) физико-механические показатели изоляционных изделий не должны превышать следующих величин:

- остаточное количество ионов водорастворимых хлоридов, фторидов, свободных щелочей – не более 0,03% (по массе);
- pH водной вытяжки – не более 10 ± 0,5;
- Водостойкость (pH) – не более 3,0.

От влияния атмосферных воздействий на теплоизоляцию выполняется защитный слой из алюминиевого листа марки АД ГОСТ 21631-76. Для трубопроводов DN15÷350 толщина листа 0,5 мм, для трубопроводов DN400÷1000 – толщина листа 0,8 мм, для оборудования и трубопроводов DN1000 и более – толщина листа 1,0 мм. Все стыки покровного слоя герметизируются.

Применяемые теплоизолирующие покрытия трубопроводов и арматуры сохраняют свои свойства при максимальных рабочих температурах.

Трубопроводы с замерзающими жидкостями на открытой площадке прокладываются в теплоизоляции с электрообогревом.

Арматура, фланцевые соединения, детали трубопроводов теплоизолируются теми же материалами, что и трубопроводы.

Нанесение покрытия должно производиться в соответствии с требованиями технической документации на материалы и рекомендациями разработчика.

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

При выполнении изоляционных и строительных работ необходимо проводить контроль состояния защитного покрытия технологических трубопроводов в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.

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 (включая дренажи, воздушники, СППК, затворы и т.д.) и фланцевых соединений, установленных 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.

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.

5.4.5 Монтаж, демонтаж и приемка в эксплуатацию технологического оборудования и трубопроводов

Проектом предусмотрены следующие технические требования к технологическому оборудованию.

Разработка, изготовление, поставка, приемка 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 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 50°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".

Результаты входного контроля оформляют актом с приложением всех документов, подтверждающих качество изделий. Не допускается монтаж сборочных единиц, труб, деталей, других изделий, загрязненных, поврежденных коррозией, глубиной, превышающей предельного отклонения по толщине стенки, деформированных, с поврежденными защитными покрытиями. При сборке технологических трубопроводов под сварку не допускается нагрузка на сварной стык до его полного остывания после сварки и термообработки. Монтаж технологического трубопровода разрешается только после установки и закрепления опорных конструкций и подвесок.

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).

Сборка, сварка, испытание и приемка в эксплуатацию трубопроводов производится согласно требованиям ФНП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", ГОСТ 32569-2013, СП 75.13330.2011, а также с учетом инструкций заводов-изготовителей.

В соответствии с требованиями п.27, п.127 ФНП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов" при размещении трубопроводов учтена возможность проведения визуального контроля за их состоянием, выполнения работ по обслуживанию, ремонту и замене.

Предварительный подогрев сварных стыков производится в соответствии с требованиями ВСН 006-89, ВСН 012-88 и выполняется 100 % для всех сварочных соединений.

Термообработка сварных стыков производится в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013.

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

Объем контроля сварных соединений в процентах от общего числа сваренных каждым сварщиком соединений производится согласно п.12.3.5 ГОСТ 32569-2013 и с учетом требований раздела V.III ФНП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов".

Объемы контроля сварных соединений технологических трубопроводов физическими методами (УЗД и радиография) приняты:

– I категория – 100% (все радиографией);

– II категория – 100% (в т.ч. не менее 25% радиографией);

– III категория - 100% (в т.ч. не менее 10% радиографией);

– IV категория - 20% (в т.ч. не менее 5% радиографией);

– V категория – визуальный осмотр и 100 % цветная дефектоскопия;

– Ру ≥ 100 кг/см2 – 100 % (в т.ч. 100 % радиографией);

– для трубопроводов DN 20 и менее – визуальный контроль с цветной дефектоскопией.

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.

Контроль сварных соединений методом РД или УЗД следует проводить после устранения дефектов, выявленных внешним осмотром, а для трубопроводов I категории, а также для трубопроводов с группой сред А(а) или работающих при температуре ниже минус 70 °С – после контроля на выявление выходящих на поверхность дефектов методами магнитопорошковыми или капиллярными. Метод контроля УЗД, РД или оба метода в сочетании выбирают, исходя из возможности обеспечения более полного и точного выявления недопустимых дефектов с учетом особенностей физических свойств металла, а также освоенности конкретного метода контроля для конкретных объекта и вида сварных соединений.

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

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.

Для гарантийных сварных соединений объем неразрушающего контроля сварных соединений технологических трубопроводов должен определятся согласно требований ГОСТ 32569-2013, а именно ВИК-100%, УЗК-100%, РК-100%, а также 100% ПВК или МПД для трубопроводов согласно п.12.3.6 ГОСТ 32569-2013.

Расстояние между сварными стыковыми кольцевыми швами технологических трубопроводов, сварными швами врезок, трубопроводных опор допускается принимать менее величин, указанных в п. 6.8 ГОСТ 32569-2013 при условии возможности обеспечения проведения местной термообработки и контроля шва неразрушающими методами в соответствии с требованиями проекта.

Технологические трубопроводы после окончания монтажных, сварочных работ, термообработки, контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, а также после установки и окончательного закрепления всех опор, и оформления документов, подтверждающих качество выполненных работ подвергаются наружному осмотру, испытанию на прочность и плотность, определяемой согласно п.164 ФНП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов" – дополнительному испытанию на герметичность с определением падения давления. Испытания на прочность технологических трубопроводов предусмотрены гидравлическим способом.

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. Величины испытательных давлений и продолжительность испытаний для трубопроводов в зависимости от их назначения определяются в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 и составляет 1,43хРрасч. Специальная инструкция на очистку полости и схемы на испытание составляются строительно-монтажной организацией.

Трубопроводы групп А, Б(а), Б(б) дополнительно подвергаются пневматическому испытанию на герметичность давлением, равным рабочему. Испытания технологических трубопроводов на герметичность должно проводится с временем испытаний - 4часа.

Допускается не проводить дополнительные пневматические испытания на герметичность технологических трубопроводов групп А, Б(а), Б(б) при условии выполнения следующих требований:

- для технологических трубопроводов (участков трубопроводов), на которых отсутствуют регулирующие клапаны, измерительные устройства или другая запорно-регулирующая арматура, вместо которой на время проведения испытаний на прочность и плотность требуется установка монтажных катушек, гидравлические испытания технологических трубопроводов на прочность, плотность и герметичность должны выполняться одновременно.

- испытания на прочность и плотность необходимо проводить в соответствии с требованиями раздела 13.2 ГОСТ 32569-2013.

- проверку на герметичность участка или трубопровода в целом производят после испытания на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего (Рраб.) принимаемого по проекту, в течение времени, необходимого для осмотра трубопровода, но не менее 4 ч.

- для трубопроводов (участков трубопроводов), на которых предусматривается установка запорно-регулирующей арматуры (регулирующие клапаны, измерительные устройства и т.д.), вместо которой на время проведения испытаний на прочность и плотность требуется установка монтажных катушек, гидравлические испытания

технологических трубопроводов на прочность, плотность и герметичность должны выполняться в два этапа:

Первым этапом выполняются испытания на прочность и плотность с учетом требований раздела 13.2 ГОСТ 32569-2013. Вместо регулирующих клапанов, измерительных устройств на время проведения испытаний должны быть установлены монтажные катушки.

Вторым этапом, после замены монтажных катушек на регулирующие клапаны, измерительные устройства, выполняются гидравлические испытания на герметичность. Испытание на герметичность проводят давлением, равным рабочему (Рраб.), принимаемого по проекту, в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 4 ч.

Трубопровод считается выдержавшим испытания на герметичность, если за время испытания при проверке на герметичность скорость падения давления меньше величины, полученной расчетом в соответствии с п. 13.5.5 ГОСТ 32569-2013.

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

В верхних точках трубопроводов для удаления воздуха при заполнении их водой устанавливается запорная арматура соответствующих диаметров.

В нижних точках трубопроводов для удаления воды после проведения гидравлических испытаний устанавливается запорная арматура соответствующих диаметров.

После проведения гидравлических испытаний и слива воды из системы производится осушка внутренних стенок трубопроводов.

Отбор воды и прием стоков после гидроиспытаний осуществляется от сооружений, действующих на Южно-Тамбейском ГКМ.

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.

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

В соответствии с требованиями п.198 ФНП "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств", запроектированные трубопроводы не имеют фланцевых или других

разъемных соединений. Фланцевые соединения допускаются только в местах установки арматуры, а также на тех участках, где по условиям технологии требуется периодическая разборка для проведения чистки и ремонта трубопроводов. В соответствии с п. 199 ФНП "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств" фланцевые соединения размещаются в местах, открытых и доступных для визуального наблюдения, обслуживания, разборки, ремонта и монтажа.

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.

На фланцевых соединениях трубопроводов, транспортирующих жидкие реагенты II и III классов опасности, устанавливаются защитные кожухи.

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.

Испытания металла крепежных изделий (гаек, шпилек) проводят на образцах типа KCV, при этом значения ударной вязкости при всех температурах испытаний должны быть не менее 30 Дж/см^2.

Для опирания технологических трубопроводов на строительную опору предусмотрены опоры по типу ОСТ 36-146-88 или изготовленные по чертежам 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 предусмотрены заводского изготовления с учетом допускаемых вертикальных, осевых нагрузок и при монтаже привариваются к строительной опоре сплошным швом после укладки всего трубопровода на опоры. Высота корпуса подобрана с учетом расстояния между опорной поверхностью и низом теплоизоляции.

Материал элементов опор соответствует материалу технологических трубопроводов, что соответствует требованиям п.69 ФНП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

Опоры в соответствии с п.10.4.2 ГОСТ 32569-2013 рассчитаны на нагрузки от массы трубопровода с транспортируемой средой, изоляцией, а также на нагрузки, возникающие при термическом расширении трубопровода. В соответствии с

требованиями п.109 ФНП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» опоры расположены на расстоянии не менее 100 мм от сварных швов, что обеспечивает возможность контроля сварного шва.

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.

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

Реализация в полном объеме проектных решений, контроль за выполнением строительства, поддержание эксплуатационным персоналом нормативных режимов работы технологического оборудования, соблюдение правил и норм противопожарной и промышленной безопасности, осуществление постоянного контроля и поддержание в исправном состоянии технологического оборудования и технических устройств, обеспечат надежную и безаварийную эксплуатацию трубопроводов в течении назначенного срока службы.

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 2002г

5.4.6 Категорирование технологических трубопроводов

В настоящем разделе приведена информация о назначенных категориях технологических основных трубопроводов терминала.

Категории основных технологических трубопроводов терминала в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывоопасных и химически опасных производствах» и ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» представлены в таблице 5.4.6.1.

Таблица 5.4.6.2 – Категории основных трубопроводов

Наименование технологической среды и диаметр трубопровода	Расчетное давление ($P_{расч}$), МПа изб.	Расчетная температура ($T_{расч}$), ˚С	Классификация трубопровода по ГОСТ 32569-2013		Классификация трубопровода по ТР ТС 032/2013	
			Группа	Категория	Группа	Категория
Пункт переключающей арматуры № 3, № 4						
Пластовая смесь	10,0	-50…65	Б(а)	I	1	2
Пластовая смесь	7,9	-50…65	Б(а)	I	1	2
Сбросы в факельную систему холодного сухого газа	1,0	-91…100	Б(а)	I	1	3
Метанол	25,0	-50…65	А(б)	I	1	2
Дренаж конденсата	1,2	-50…65	Б(а)	I	1	2
Пробкоуловитель № 3, № 4						
Пластовая смесь	7,9	-50…65	Б(а)	I	1	2
Пластовая жидкость	7,9	-50…65	Б(а)	I	1	2
Сбросы в факельную систему холодного сухого газа	1,0	-91…100	Б(а)	I	1	3
Сброс на факел низкого давления	0,6	-50…+100	Б(а)	I	1	3
Метанол	25,0	-50…65	А(б)	I	1	2
Дренаж конденсата	1,2	-50…65	Б(а)	I	1	2
Установка сепарации газа № 3, № 4						
Пластовая смесь	7,9	-50…65	Б(а)	I	1	2
Газ природный	7,9	-50…65	Б(а)	I	1	2
Пластовая жидкость	7,9	-50…65	Б(а)	I	1	2
Сбросы в факельную систему холодного сухого газа	1,0	-91…100	Б(а)	I	1	3
Сброс на факел низкого давления	0,6	-50…+100	Б(а)	I	1	3
Метанол	25,0	-50…65	А(б)	I	1	2
Дренаж конденсата	1,2	-50…65	Б(а)	I	1	2
Установка стабилизации конденсата № 3,4						
Нестабильный конденсат	7,9	-50…65	Б(а)	I	1	2
Нестабильный конденсат	2,5	-50…65	Б(а)	I	1	2

Наименование технологической среды и диаметр трубопровода	Расчетное давление ($P_{расч}$), МПа изб.	Расчетная температура ($T_{расч}$), ˚С	Классификация трубопровода по ГОСТ 32569-2013		Классификация трубопровода по ТР ТС 032/2013	
			Группа	Категория	Группа	Категория
Нестабильный конденсат	1,6	-50…200	Б(а)	I	1	2
Стабильный конденсат	1,05	-50…+200	Б(б)	I	1	2
ВМС	7,9	-50…+65	А(б)	I	1	2
Газ дегазации	4,0	-50…65	Б(а)	I	1	2
Газ стабилизации	1,05	-50…100	Б(а)	I	1	2
Теплоноситель	3,0	-50…300	Б(в)	I	1	2
Дренаж теплоносителя	1,2	-50…200	Б(в)	I	1	2
Дренаж	0,6	-50…+65	Б(а)	I	1	2
Сброс на факел влажного газа	1,0	-50…200	Б(а)	I	1	3
Сброс на факел низкого давления	0,6	-50…+100	Б(а)	I	1	3
Компрессорная газов дегазации № 2						
Газ дегазации конденсата	4,0	-50…65	I, Б(а)	I	1	2
Газ стабилизации конденсата	1,05	-50…100	I, Б(а)	I	1	2
Газ стабилизации и дегазации	8,7	-50…177	I, Б(а)	I	1	2
Дренаж конденсата	1,2	-50…65	Б(а)	I	1	2
Установка регенерации метанола № 3,4						
ВМС	7,9	-50...65	А(б)	I	1	2
ВМС	2,5	-50...65	А(б)	I	1	2
ВМС	1,0	-50...65	А(б)	I	1	1
ВМС	0,6	-50...65	А(б)	I	1	1
Пары метанола	0,6	-50...150	А(б)	I	1	3
Метанол	1,0	-50...65	А(б)	I	1	1
Метанол	0,6	-50...65	А(б)	I	1	1
Дренажи метанола	1,0	-50...65	А(б)	I	1	1
Дренажи метанола	0,6	-50...65	А(б)	I	1	1
Кубовая вода	1,6	-50...65	В	III	2	1
Кубовая вода	1,6	-50...120	В	III	2	1
Кубовая вода	1,6	-50...150	В	III	2	1
Теплоноситель	3,0	-50...300	Б(в)	I	1	2
Дренаж теплоносителя	1,2	-50...200	Б(в)	I	1	2
Сдувка на свечу	0,6	-50…65	Б(а)	I	1	1
Сброс на факел низкого давления	0,6	-50…100	Б(б)	I	1	1
Ингибитор образования накипи	1,0	-50…65	В	III	2	1

Наименование технологической среды и диаметр трубопровода	Расчетное давление ($P_{расч}$), МПа изб.	Расчетная температура ($T_{расч}$), ˚С	Классификация трубопровода по ГОСТ 32569-2013		Классификация трубопровода по ТР ТС 032/2013	
			Группа	Категория	Группа	Категория
Установка подготовки теплоносителя						
Теплоноситель	3,0	-50...300	Б(в)	I	1	2
Дренаж теплоносителя	1,2	-50...300	Б(в)	I	1	2
Сброс на факел влажного газа	1,0	-50…200	Б(а)	I	1	2
Топливный газ	1,2	-50…70	Б(а)	I	1	2
Расходные резервуары метанола с насосной № 2						
Метанол	25,0	-50…+65	А(б)	I	1	2
Метанол	1,6	-50…+65	А(б)	I	1	2
Метанол	1,6	-50…+90	А(б)	I	1	2
Дренажи метанола	1,0	-50...65	А(б)	I	1	1
Емкости дизельного топлива для АДЭС						
Дизельное иопливо	1,6	-50…+65	А(б)	I	1	2
Емкость дизельного топлива для котельной						
Дизельное иопливо	1,6	-50…+65	А(б)	I	1	2
Установка подготовки топливного газа						
Газ природный	7,9	-50…65	Б(а)	I	1	2
Топливный газ	1,2	-50…70	Б(а)	I	1	2
Конденсат	7,9	-50…65	Б(а)	I	1	2
Дренаж	1,2	-50…+65	Б(а)	I	1	2
Теплоноситель	3,0	-50...300	Б(в)	I	1	2
Дренаж теплоносителя	1,2	-50...200	Б(в)	I	1	2
Сброс на факел влажного газа	1,0	-50…200	Б(а)	I	1	2
Технологические трубопроводы вспомогательного назначения						
Топливный газ (продувочный)	1,0	-50…110	Б(а)	I	1	1
Воздух технический	1,2	-50…65	В	III	2	1
Воздух КИП	1,2	-50…65	В	III	2	1
Азот	1,2	-50…65	В	III	2	1
Азот высокого давления	12	-50…65	В	III	2	1
Пар	0,6	-50…150	В	III	2	1

6 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ

На объекте 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.

Проектные решения по подъемно-транспортному оборудованию учитывают требования ФНП "Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения", а также требования ТР ТС 010/2011.

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.

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

Грузоподъемность кранов и талей выбрана с учетом грузозахватных приспособлений по максимальной массе, ожидаемой в процессе обслуживания и ремонта оборудования (п.4.6 ГОСТ 12.3.009-76).

Грузоподъемное оборудование предусмотрено во взрывобезопасном исполнении

Меры по обеспечению промышленной безопасности при монтаже и эксплуатации указанных грузоподъемных механизмов (ГПМ) приняты в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения":

– климатическое исполнение указанных грузоподъемных механизмов принято ХЛ по ГОСТ 15150-69;

– крановые пути оборудованы ограничителями движения;

– механизмы подъема грузозахватных органов и передвижения грузовых тележек оборудованы ограничителями рабочих движений для автоматической остановки;

– обслуживание и ремонт кранов подвесных предусмотрены со стационарных ремонтных площадок, обеспечивающих удобный и безопасный доступ к механизмам и электрооборудованию;

– обслуживание и ремонт талей предусмотрены с передвижных площадок;

– соответствие высоты подъема, грузоподъемности максимальным по массе грузам, перемещаемым в технологическом процессе;

– соответствие группы классификации требованиям обслуживаемого подъемными средствами (ПС) технологического процесса;

– соответствие прочности, жесткости, местной или общей устойчивости элементов металлоконструкции и механизмов ПС нагрузкам в рабочем и нерабочем состояниях;

– соответствие фактического срока службы ПС (срок службы исчисляется с момента изготовления ПС) заявленному изготовителем, если фактический срок службы не продлевался по результатам проведения экспертизы промышленной безопасности;

– соответствие прочности, жесткости, устойчивости строительных конструкций (в том числе здания, рельсовые пути) нагрузкам от его собственного веса с учетом наличия нагрузки от массы ПС и транспортируемого груза, а также нагрузок от наличия других рядом эксплуатируемых ПС;

– соответствие требованиям промышленной безопасности в процессах монтажа (демонтажа), наладки, эксплуатации, в том числе ремонта, реконструкции и ликвидации ПС, приведенных в настоящих ФНП;

– для подачи напряжения на гибкий кабель установлен выключатель в доступном для отключения месте; выключатель (для запирания в отключенном положении) установлен в шкафу;

– краны установлены в соответствии с требованиями п. IV Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения".

Все грузоподъемное оборудование сертифицировано в соответствии с требованиями ТР ТС 010/2011. 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.

Установка кранов выполнена с соблюдением необходимых расстояний от крана до элементов здания, до пола цеха, до расположенного в зоне действия оборудования в соответствии с требованиями пункта 107 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения.

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

Проектируемый объект неразрывно связан с действующим комплексом СПГ и полностью интегрирован в него как по системам инженерного обеспечения, так и по системам управления, связи и средствам охраны.

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

– обращаются опасные вещества – природный газ, метанол, конденсат газовый, масла смазочные, дизельное топливо (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 МПа. (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).

Проектируемые технологические объекты относятся к ОПО нефтегазодобывающего комплекса и предусмотрены к эксплуатации в составе существующего ОПО: "Площадка завода СПГ" – I класса опасности (регистрационный номер ОПО – А59-60514-0018, дата регистрации ОПО – 04.03.2019). Свидетельство о регистрации А59-60514 от 19.12.2024 (копия приведена в томе 1.2).

Изменение класса опасности существующих ОПО в связи с вводом в эксплуатацию проектируемого объекта не предусмотрено.

На основании количества опасных веществ, запроектированный объект подпадает под определение опасного производственного объекта класса опасности I по признаку превышения пороговых значений, установленных Приложением 2 Федерального закона № 116-ФЗ.

В соответствии с требованиями части 3 ст. 14 Федерального закона № 116-ФЗ, а также на основании Задания на проектирование, в составе проектной документации выполняется корректировка декларации промышленной безопасности.

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

8 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ, ПЕРЕЧЕНЬ ВСЕХ ОРГАНИЗУЕМЫХ ПОСТОЯННЫХ РАБОЧИХ МЕСТ ОТДЕЛЬНО ПО КАЖДОМУ ЗДАНИЮ, СТРОЕНИЮ И СООРУЖЕНИЮ, А ТАКЖЕ РЕШЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ БЫТОВОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ПЕРСОНАЛА

8.1 Структура управления предприятием

В составе проектируемого объекта " Расширение комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ с учетом полномасштабной разработки юрских и ачимовских залежей" предусматриваются следующие основные сооружения:

- установка регенерации метанола (УРМ) №3, №4, №5, №6;
- установка подготовки теплоносителя;
- установка подготовки топливного газа;
- установка сепарации газа №3, №4;
- установка стабилизации конденсата (УСК) №3, №4;
- компрессорная газов стабилизации №2;
- факельное хозяйство высокого давления;
- очистные сооружения;

Полный перечень сооружений представлены в соответствующих разделах.

Структура управления предприятия определяет состав и подчиненность функциональных и производственных подразделений и отдельных исполнителей, их связи и взаимодействие.

Рекомендуется следующий состав структурных подразделений:

- руководство и функциональные исполнители, основными функциями которых являются руководство и оперативное управление производством, экономическое и финансовое управление, бухгалтерский учет, организация труда и заработной платы, кадровое обеспечение, организация социального развития и трудовых отношений, правовое обеспечение и другое;
- производственные подразделения, которые непосредственно обеспечивают ведение технологических процессов в соответствии с действующими регламентами, инструкциями, правилами и требованиями промышленной, газовой и пожарной безопасности, охраны труда и ремонтно-технического обслуживания.

Организация ремонтно-технического обслуживания проектируемого комплекса объектов предполагает использования сервисного метода обслуживания оборудования. За предприятием в части технического обслуживания и ремонта остаются функции и персонал для проведения работ в объеме технического ухода, ежесменного, профилактического и сезонного обслуживания, а также для организации проведения аварийно-восстановительных работ с максимальным привлечением специализированных подрядных организаций сервисного обслуживания.

8.2 Вахтовый метод организации работ

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 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 возл агается на администрацию организации.

8.3 Режим труда и отдыха

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 учетом определения сменности и длительности рабочих смен, перерывов на отдых и обед с учетом 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;

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 (ст. 216 п.3 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.

8.4 Численный и профессионально-квалифицированный состав работающих. Количество работ.

Численность эксплуатационного персонала определена ориентировочная как общая потребность в трудовых ресурсах на основании действующих нормативных документов Российской Федерации, где введены повышающие коэффициенты для районов Крайнего Севера или приравненных к ним местностям (по температурным зонам), с учетом фактической численности персонала передовых аналогичных газодобывающих предприятий, а также рекомендациями полученные письмом № МР-20-0225-Н от 03.02.2026 г. В основу расчетов численности персонала принималась информация по объемам обслуживаемых объектов и регламента их работы.

Основными нормативными документами являются:

- Трудовой кодекс Российской Федерации;
- Типовые структуры управления и нормативы численности служащих заводов (управлений) по переработке газа, конденсата, нефти. Москва 2003г.;
- Нормативы численности рабочих в переработке газа, нефти и конденсата. Часть 1 переработка газа. Москва 2006г;
- Нормативы численности рабочих в переработке газа, нефти и конденсата газового. Часть 2 переработка нефти и конденсата газового;
- СТО Газпром РД 1.14. -139-2005 Классификатор групп производственных процессов организаций ОАО "Газпром" по санитарным характеристикам.

В соответствии с нормативными документами приняты следующие коэффициенты:

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

На основании выполненных расчетов и проработок и в соответствии с принятыми решениями по управлению проектируемого комплекса объектов, общая численность персонала по эксплуатации составит 136 человек, в том числе:

- инженерно-технические работники, служащие – 38 человека;
- рабочие - 98 человек;

Рекомендуемый профессионально-квалификационный состав работающих с разбивкой по сменам и указанием групп производственных процессов приведен в таблице 8.4.1

Таблица 8.4.1– Профессионально-квалификационный состав работающих проектируемого объекта

№ п/п	Подразделение, должность	Группа производственных процессов	Всего	1 вахта			2 вахта			Рабочее место
				День	Ночь	Итого	День	Ночь	Итого	
I	**Руководство ИТР**									
1	Ведущий инженер	1а	2	1		1	1		1	Операторная на заводе СПГ
2	Сменный инженер	1а	4	1	1	2	1	1	2	Операторная на заводе СПГ
	Всего по п. I		**6**	**2**	**1**	**3**	**2**	**1**	**3**	
II	**Рабочие (основное производство)**									
1	Оператор технологических установок (Оператор пульта управления 8 разряда)	1б	8	2	2	4	2	2	4	Операторная на заводе СПГ
2	Оператор технологических установок (Старший полевой оператор 7 разряда)	1б,2г	8	2	2	4	2	2	4	Операторная на заводе СПГ
3	Оператор технологических установок (Полевой оператор 6 разряда)	1б,2г	32	8	8	16	8	8	16	Операторная на заводе СПГ
	Всего по п. II		**48**	**12**	**12**	**24**	**12**	**12**	**24**	
III	**Механоремонтная служба**	-	-	-	-	-	-	-	-	
III.I	**Ремонтно-механический цех**									
	Инженер 1 категории		2	1		1	1		1	РММ
	Мастер по ремонту технологического оборудования	1б	6	2	1	3	2	1	3	РММ
	Слесарь по ремонту технологических установок	1б,2г	20	7	3	10	7	3	10	РММ
III.I	**Отдел планирования текущих и капитальных ремонтов**									
	Группа по подготовке технического обслуживания и ремонта оборудования									

№ п/п	Подразделение, должность	Группа производственных процессов	Всего	1 вахта			2 вахта			Рабочее место
				День	Ночь	Итого	День	Ночь	Итого	
	Инженер 1 категории	1а	4	2		2	2		2	РММ
	Инженер 1 категории	1а	2	1		1	1		1	РММ
	Инженер 2 категории	1а	4	2		2	2		2	РММ
	Всего по III		**38**	**15**	**4**	**19**	**15**	**4**	**19**	
IV	**Отдел АСУТП и КИПиА, СГИ**									
	Инженер по контрольно-измерительным приборам 1 кат.	1а	2	1		1	1		1	АБК
	Инженер по автоматизированным системам управления производством 1 кат.	1а	2	1		1	1		1	АБК
	Старший мастер	1б	2	1		1	1		1	РММ
	Мастер	1б	4	1	1	2	1	1	2	РММ
	Слесарь по КИПиА	1б,2г	10	3	2	5	3	2	5	РММ
	Всего по IV		**20**	**7**	**3**	**10**	**7**	**3**	**10**	
V	**Отдел главного энергетика**									
	Группа по эксплуатации электрооборудования ЗСПГ									
	Старший инженер-электрик	1а	2	1		1	1		1	АБК
	инженер-энергетик 1 категории	1а	2	1		1	1		1	АБК
	Мастер по ремонту оборудования	1б	2	1		1	1		1	РММ
	Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования	1б,2г	8	4		4	4		4	РММ
	Группа по оперативно-диспетчерскому управлению									
	Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования	1б,2г	4	1	1	2	1	1	2	операторная
	Группа энергоснабжения скважин, газосборных сетей и вспомогательных объектов									

№ п/п	Подразделение, должность	Группа производственных процессов	Всего	1 вахта			2 вахта			Рабочее место
				День	Ночь	Итого	День	Ночь	Итого	
	Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования	1б,2г	4	1	1	2	1	1	2	операторная
	Всего по п.V		**22**	**9**	**2**	**11**	**9**	**2**	**11**	
VI	**Служба связи**									
	Электромонтер станционного оборудования телефонной связи	1б,2г	2	1		1	1		1	Узел связи
	Всего		**136**	**46**	**15**	**68**	**46**	**22**	**68**	

Наименование профессий работников соответствует «Общероссийскому классификатору профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов» ОК 016-94.

Распределение персонала по функциям управления носит рекомендательный характер, так как в соответствии с нормативными материалами руководитель предприятия имеет право перераспределять численность персонала по функциям управления в пределах нормативной численности.

При выполнении своих должностных обязанностей каждый работник руководствуется должностной инструкцией (служащие), рабочей инструкцией (рабочие), паспортами на оборудование и установки, регламентом по эксплуатации отдельных видов сооружений и инструкциями, правилами по охране труда.

Количество рабочих мест для персонала определено с учетом специфики производства, категорий и специализации работающих. Количество рабочих мест обслуживающего персонала соответствует количеству применяемого оборудования, зонам обслуживания и численности персонала максимальной смены одной вахты.

Для эксплуатационного персонала в проектной документации предусматриваются 46 рабочих мест.

8.5 Организация и оснащение рабочих мест

Основой организации трудового процесса на производстве является организация рабочих мест по зонам обслуживания (по всем запроектированным объектам), размещение которых соответствует принятому режиму проведения технологического процесса.

Рабочим местом является зона, оснащенная техническими средствами, в которой совершается трудовая деятельность отдельного рабочего или группы рабочих.

Организация рабочих мест по обслуживанию проектируемых объектов соответствует прогрессивным технологическим, организационным и санитарно-гигиеническим нормам.

Обслуживающий персонал в полном объеме обеспечен:

- технически исправным оборудованием, инструментами и приспособлениями, электрооборудованием, отвечающим требованиям инструкции по эксплуатации завода-изготовителя и правилам устройства и безопасной эксплуатации;
- необходимыми приборами и системами контроля;
- необходимыми сертифицированными средствами индивидуальной защиты, спецодеждой и специальной обувью, смывающими и обезжиривающими средствами;
- средствами оказания первой медицинской помощи;
- первичными средствами пожаротушения.

Согласно статьи 213.1 Трудового Кодекса Российской Федерации «машины, механизмы и другое производственное оборудование, транспортные средства, технологические процессы, материалы и химические вещества, средства индивидуальной и коллективной защиты работников, в том числе иностранного производства, должны соответствовать государственным нормативным требованиям охраны труда и иметь декларацию о соответствии и (или) сертификат соответствия».

Для обеспечения удобства и безопасности, работающих при монтаже, эксплуатации и ремонте оборудования, проектной документацией предусмотрены необходимые проезды и подходы ко всем сооружениям, площадки для обслуживания.

Во всех зданиях и помещениях предусмотрены организация и оснащение рабочих мест согласно действующим нормативам.

- размещение персонала в производственных помещениях, соответствующих по площади, оснащению, освещенности и микроклимату, составу и специфике выполняемых работ;
- оснащение рабочих мест служащих современными электронными средствами связи, персональными компьютерами (ПЭВМ), объединенными в локальную вычислительную сеть и обеспечены действующими в организации программами для решения задач по управлению производством;
- обеспечение всех рабочих мест приспособлениями, инструментами, технической документацией;
- использование при выполнении ремонтных работ на оборудовании только комплектующих ЗИП заводской поставки.

Персонал, кроме выполнения обязанностей по проведению и контролю технологического процесса, по мере надобности, осуществляет периодический осмотр

закрепленного за ним оборудования, необходимые работы по его содержанию в работоспособном состоянии.

Выполнение работ по функциям обслуживания осуществляются при четком соблюдении специализации исполнителей, при этом квалификация каждого работника соответствует функциональным обязанностям.

Выбор оборудования, оргоснастка, средства малой механизации, механизированный инструмент, измерительные, контрольные приборы и приспособления приняты с учетом конкретных рабочих мест, принятой технологии ремонта деталей, узлов, оборудования, требований противопожарной безопасности, экологических и санитарных требований.

На оборудование, агрегаты, механизмы, механизированный инструмент, контрольно-измерительные приборы имеется соответствующая техническая документация (сертификат, паспорт, руководство по эксплуатации).

Рабочие места руководителей, специалистов и служащих оборудуются в соответствии с принятой специализацией выполняемых работ (функциям).

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

Для производственных подразделений (служб) составляются перечни инструкций, утвержденные руководителем организации. Перечни пересматриваются не реже одного раза в три года.

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

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

Должностная инструкция является основным организационно-правовым документом, в котором четко определяются место и значение конкретной должности в структуре организации, а именно: задачи, основные права, обязанности и ответственности 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 технологических процессов;
- порядок обслуживания сооружений, оборудования, коммуникаций и средств контроля и автоматизации в эксплуатационном режиме, а также при возможных нарушениях нормальной работы;
- меры по предупреждению аварий, а также действия персонала при их возникновении и ликвидации;
- меры по соблюдению требований правил охраны труда;
- 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 ознакомиться с этими документами во время противопожарных инструктажей, производственного обучения. Инструкции должны быть размещены на видных местах предприятия. Каждая инструкция должна быть зарегистрирована в соответствующем журнале.

Разработка ПМЛЛА обязательна для предприятий, эксплуатирующих взрывопожароопасные объекты, вне зависимости от организационно-правовых форм, а также форм собственности. ПМЛЛА содержит краткую характеристику опасности объекта (технического блока, установки и т.д.), мероприятия по защите персонала и действиям по локализации и ликвидации аварийных ситуаций, подробный анализ опасности возможных аварийных ситуаций на объекте.

9 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА (КРОМЕ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ), И РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ УРОВНЕЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ ШУМА И ДРУГИХ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПОСТОЯННЫХ РАБОЧИХ МЕСТАХ И В

9.1 Общие положения

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 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 правил охраны труда, 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.

9.2 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, а именно:

- применяемое оборудование имеет конструкцию и компоновку, обеспечивающие условия работы обслуживающего персонала в соответствии с действующими нормами охраны труда 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 легкий 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;

- обеспечение работающих в опасных зонах индивидуальными газоанализаторами (газоанализаторами, дозаторами) для контроля воздушной среды рабочей зоны.
- 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;
- объекты, для обслуживания которых требуется подъем рабочего на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м – лестницами с перилами; в местах прохода над трубопроводами, расположенными на высоте 0,25 м и выше от поверхности земли, площадки или пола, устраиваются переходные мостики, которые оборудуются перилами, если высота расположения трубопровода более 0,75 м;
- 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.

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;
- 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.

При выполнении отдельных видов работ проектной документацией предусмотрены дополнительные мероприятия по охране труда. Так, например, в здании производственного корпуса в помещениях лаборатории для оказания первой помощи, пострадавшим от агрессивных веществ, в случае аварийной ситуации предусмотрен

аварийный душ, укомплектованный фонтаном для глаз и лица, рычагом для включения, сигнализацией, термостатическим смесителем. Сигнал о срабатывании душа передается на пульт оператора.

Аварийные души и аварийные фонтаны относятся к средствам коллективной защиты, являются устройствами оказания первой помощи и предназначены для экстренного смывания агрессивных химических веществ при попадании на кожные покровы и слизистые оболочки глаз в соответствии с требованиями СП 2.2.3670-20, ГОСТ 12.3.002-2014 и ГОСТ 12.4.011-89.

Персонал, занятый проведением комплекса лабораторных исследований с целью осуществления контроля качества природного газа, нестабильного конденсата, ингибитора, а также при выполнении анализов технической, питьевой воды и экологического контроля сточных вод должен руководствоваться инструкцией по охране труда при работе в химической лаборатории.

9.3 Обеспечение персонала СИЗ и СИЗОД

Работникам выдаются бесплатно сертифицированные специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты в соответствии с:

- Об утверждении Правил обеспечения работников средствами индивидуальной защиты и смывающими средствами (Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 29 октября 2021 г. № 766Н);
- Единые типовые нормы выдачи средств индивидуальной защиты по профессиям (должностям) (Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 29 октября 2021 г. № 767Н).

Выдаваемые работникам средства индивидуальной защиты должны соответствовать их полу, росту и размерам, характеру и условиям выполняемой работы и обеспечивать безопасность труда.

Выбор средств защиты производится для каждого конкретного вида работ.

Качество поступивших СИЗ проверяется по основным показателям согласно действующей нормативно-технической документации.

Спецодежда и защитные приспособления хранятся отдельно от личной одежды работника.

Работодатель обязан обеспечить надлежащий уход за СИЗ и их хранение, своевременно осуществлять химчистку, стирку, дегазацию, дезактивацию, дезинфекцию, обезвреживание, обеспыливание, сушку СИЗ, а также ремонт и замену.

Выдачу работникам и сдачу ими средств индивидуальной защиты предусмотрено записывать в личную карточку работника.

При нормальном режиме эксплуатации оборудования нет необходимости применять СИЗОД. Однако, при проведении ремонтных работ внутри емкостей, оборудования и в плохо проветриваемых помещениях необходимо использовать изолирующие противогазы, применение фильтрующих противогазов в указанных местах запрещено.

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 противогазами с фильтром универсального действия и шланговыми противогазами допускается применение фильтров марки АХ, либо ПДУ.

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 компании.

В случае аварии на оборудовании с обращающимся метанолом, персонал, занятый на аварийно-ремонтных работах при контакте с метанолом, должен иметь противогаз с фильтрующей коробкой марки А или БКФ, прорезиненный фартук, резиновые сапоги, рукавицы и другие СИЗ.

При возникновении возможных аварий, связанных с утечкой метанола необходимо ликвидировать все источники огня, устранить течь и воспользоваться абсорбирующими материалами (засыпать песком). При необходимости локализовать пролитую жидкость барьером или канавкой. Для уменьшения опасности, которую представляют пары метанола и возможный пожар, при устранении утечки можно использовать устойчивую к фторуглеродному спирту пену. Сбор жидкости необходимо осуществлять несгораемыми сорбентами. Не допускается попадания пролитого метанола в канализационные коллекторы, замкнутые резервуары, дренажные системы или водотоки. Рекомендуемым методом утилизации является – сжигание.

Для защиты кожи от вредных производственных факторов и профессиональных заболеваний, рекомендуется использовать защитные средства очищающего, защитного и универсального действия, предназначенные для профессионального ухода за кожей, подверженной постоянным производственным стрессам (мягкие очищающие средства без абразива для очистки кожи от устойчивых загрязнений, крема против обморожения и обветривания, косметические средства от гнуса и пр.).

9.4 Бытовое обслуживание трудящихся

Мероприятия по охране труда являются приоритетными в программе социального обеспечения коллектива предприятия и направлены на сохранение здоровья,

работоспособности работников, на снижение потерь рабочего времени и, как следствие, на повышение производительности труда.

В разрабатываемой проектной документации соблюдены требования законодательных актов, нормативно-технических документов в части учета санитарно-гигиенических требований к производственному процессу, условиям труда работников.

На проектируемых объектах предусматривается применение вахтового метода организации труда, что обусловлено удаленностью объектов от места постоянного проживания персонала, сложностью транспортных коммуникаций.

Проживание персонала организовано на территории вахтового жилого комплекса (ВЖК). Структура общественного обслуживания вахтового комплекса рассчитана на удовлетворение повседневных первичных потребностей персонала и включает проживание, общественное питание, медицинское обслуживание, бытовое обслуживание, организацию повседневного кратковременного досуга.

Постоянные рабочие места обслуживающего персонала будут организованы в существующих зданиях административно-бытового корпуса (АБК), ремонтно механического цеха (РМЦ), операторной. В зданиях с постоянными рабочими местами предусматриваются, согласно расчетам, санитарно-бытовые помещения, оборудование и устройства (гардеробные, душевые, умывальники, санузлы и др.) для обеспечения санитарно-гигиенических нужд персонала.

Размеры, размещение и оборудование санитарно-гигиенических помещений удовлетворяют требованиям удобства пользования, уборки и дезинфекции, что позволит предотвратить распространение инфекции, неприятных запахов, избыточной влаги.

Решения по обеспечению санитарно-бытовыми помещениями, приспособлениями и устройствами разработаны в соответствии с требованиями СП 44.13330.2011 с учетом групп производственных процессов работающего персонала.

Общественное питание персонала обеспечивается в столовой. Для работников, которые во время рабочей смены в соответствии с выполняемыми обязанностями должны неотлучно находиться на рабочем месте, предусматривается питание в комнатах приема пищи, при этом приготовление пищи производится в столовой с последующей доставкой в выносной таре.

9.5 Обслуживание рабочих мест

Под обслуживанием рабочего места понимается система мероприятий по обеспечению рабочего места всеми видами услуг для своевременного и качественного выполнения производственного задания.

Обслуживание рабочих мест предусматривает:

своевременное доведение до рабочих производственного задания с соответствующей документацией;

бесперебойное снабжение рабочих мест материалами, инструментом и приспособлениями;

ремонтное обслуживание, наладочные работы, контроль качества продукции, поддержание чистоты на рабочих местах.

Система обслуживания рабочих мест базируется на функциональном разделении труда на предприятии, в результате которого основные рабочие максимально высвобождаются от выполнения вспомогательных работ, а каждая функция обслуживания осуществляется определенными профессионально-квалификационными группами вспомогательных рабочих.

Обслуживание рабочих мест осуществляются функциональными службами:

производственной (основное производство) – обеспечение выполнения плановых заданий по подготовке газа и конденсата, контроль качества сырья, готовой продукции, оборудования и приборов, вспомогательных материалов;

механоремонтной – ремонт оборудования, профилактический осмотр, контроль за соблюдением правил эксплуатации оборудования;

автоматизации производства – обеспечение работоспособности технических средств контроля и управления параметрами технологических процессов, систем противоаварийной защиты (СПАЗ), АСУ ТП;

энерговодоснабжения – обеспечение всеми видами энергии (электроэнергией, паром, воздухом);

административно-хозяйственной – поддержание надлежащего технического и санитарно-гигиенического состояния зданий, сооружений, оборудования, территорий, организация общественного питания и другими видами бытового обслуживания.

На предприятии осуществляются обходы и осмотры рабочих мест, в том числе и в ночное время. Порядок их организации и проведения определяет руководитель предприятия.

Обходы рабочих мест проводятся с целью проверки:

выполнения персоналом правил и инструкций, поддержания установленного режима работы оборудования;

соблюдения персоналом порядка приема - сдачи смены, ведения оперативной документации, трудовой дисциплины;

своевременного выявления персоналом имеющихся дефектов и неполадок в работе оборудования и оперативного принятия мер для их устранения;

правильного применения установленной системы нарядов-допусков при выполнении ремонтных и специальных работ;

поддержание персоналом гигиены труда на рабочем месте;

исправности и наличия на рабочих местах приспособлений и средств по технике безопасности и пожарной безопасности.

9.6 Санитарно- бытовое обеспечение работников

Основные строительные и санитарно-гигиенические требования к санитарно-бытовым объектам и помещениям приняты в соответствии с: СП 44.13330.2011 Свод правил. Административные и бытовые здания. Актуализированная редакция СНиП 2.09.04-87,

СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда».

В состав санитарно-бытовых помещений входят гардеробные, умывальные, объединяемые в гардеробный блок, уборные, курительные, комната приема пищи.

Решения по обеспечению санитарно-бытовыми помещениями, приспособлениями и устройствами разработаны в соответствии с требованиями СП 44.13330.2011 «Административные и бытовые здания» с учетом групп производственных процессов работающего персонала.

Непосредственно на рабочих местах предусматривается установка аптечек для оказания медицинской помощи на рабочем месте, организован медпункт.

В гардеробных число отделений в шкафах или крючков вешалок для домашней и специальной одежды принимается равным списочной численности работающих.

Площади для хранения одежды предусматриваются из расчета 0,2 м^2 на одного работающего в смену. Площадь для переодевания – из расчета 0,1 м^2 на одно место и оборудуется скамьями шириной 30 см.

Санитарно-бытовое обслуживание работающих (стирка, химчистка, дезодорация) организована сторонней организацией на договорной основе.

Спецодежда и спецобувь хранятся в специальных шкафах, изготовленных из негорючих материалов, изолированно (в разных отделениях) от личной одежды. Спецодежда хранится в подвешенном виде. Количество шкафов принимается равным списочному количеству работающих.

Под шкафами и вешалками в гардеробных должно оставаться свободное пространство высотою 30 см от пола для проведения ежедневной влажной уборки, дезинфекции и дезинсекции.

Оборудование помещений согласно классификации производственных процессов

Число умывальников и специальных бытовых устройств принимается по численности работающих в смене.

Стены и перегородки гардеробных спецодежды, умывальных, уборных выполняются на высоту 2 м из материалов, допускающих их мытье горячей водой с

применением моющих средств. Стены и перегородки указанных помещений выше отметки 2 м, а также потолки выполняются с водостойким покрытием.

В местах установки раковин и других санитарных приборов влагостойкими материалами на высоту 1,6 м от пола и на ширину более 20 см от оборудования и приборов с каждой стороны.

Количество санитарных приборов - унитазов принимается из расчета один санитарный прибор на 15 человек в наиболее многочисленной смене.

В умывальных предусмотрены крючки для полотенец и одежды, сосуды для жидкого мыла или полочки для кускового мыла. Около умывальников должно быть всегда в достаточном количестве мыло (исходя из количества не менее 200 г/месяц на человека) и электрополотенце. В уборных предусматриваются корзинки для мусора и держатели с туалетной бумагой.

На работах, где возможно воздействие на кожу токсичных веществ, предусматривается выдача по установленным нормам смывающих и обезвреживающих средств (Приказ Министерства труда и социального развития РФ от 29 10.2021г. №767н "Об утверждении единых типовых норм выдачи средств индивидуальной защиты и смывающих средств").

9.7 Требования к полам рабочих мест и административно-бытовых помещений

Поверхность покрытий полов в зданиях и помещениях (вестибюле, коридорах, лестничных клетках, душевых) необходимо предусмотреть не скользкой. Допускаемый коэффициент трения Кдоп (статический и динамический) при перемещении в обуви в общественных и производственных помещениях предусмотреть:

- по сухим покрытиям полов - не менее 0,35;
- то же, по влажным - не менее 0,4;
- то же, по замасленным - не менее 0,5.

При перемещении босыми ногами:

- по влажным покрытиям полов в комнатах для переодевания - не менее 0,2;
- по влажным покрытиям полов в душевых помещениях - не менее 0,3

Материалы покрытия полов будут уточнены на стадии проработки РД, коэффициенты трения покрытия полов должны быть приняты не менее указанных выше.

9.8 Требования к вертикальным лестницам

В проектной документации учесть, что лестницы тоннельного типа (лестницы-стремянки), предназначенные для подъема на проектируемые здания и сооружения,

необходимо оборудовать, начиная с высоты 2,1 м предохранительными дугами радиусом 0,35-0,4 м, скрепленными между собой не менее чем тремя полосами. Дуги должны располагаться на расстоянии не более 0,8 м одна от другой. Расстояние от самой удаленной точки дуги до ступеней должно быть в пределах 0,7-0,8 м. Расстояние между ступенями лестниц тоннельного типа и лестниц-стремянок должно быть не более 0,35 м. Лестницы должны иметь переходные площадки, установленные на расстоянии не более 6 м одна от другой.

Расстояние по вертикали между площадками не должно превышать 6000 мм. Если высота вертикальной лестницы превышает 6000 мм, должны предусматриваться промежуточные площадки. Две вертикальные лестницы, разделенные промежуточной площадкой, не должны располагаться на общей вертикальной оси.

Расстояние между ступенями вертикальной лестницы должно быть постоянным на всем протяжении лестничного пролета.

9.9 Требования к лестницам

Места доступа к техническим устройствам, на которые требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, необходимо оборудовать ступенями, а на высоту выше 0,75 м, - лестницами с перилами. В местах прохода людей над трубопроводами, расположенными над поверхностью площадки или пола, предусмотреть переходные мостики шириной не менее 0,6 м. Мостики с двух сторон должны иметь лестницы с ограждениями.

Ширина лестниц, предназначенных для эвакуации людей, принимается согласно СП 1.13130.2020. Минимальная ширина пути эвакуации для лестниц, ведущих к одиночным рабочим местам или предназначенная для эвакуации не более 5 человек - 700 мм (с=700 мм).

Для всех других случаев минимальная ширина пути эвакуации составляет: 900 мм (с=900 мм).

Уклон лестницы путей эвакуации должен составлять не более 45°.

Высота проходов в свету должна составлять минимум 2200 мм, измеренная на передней кромке ступени лестницы.

Уклон на протяжении всего лестничного марша не должен меняться. Уклон должен составлять α ≤ 45°. В особых случаях (например, лестница на технологические колонны, лестница к одиночному рабочему месту и т. д.) уклон, составляющий ≤ 60° с шириной ступени 700 мм, разрешен после отдельного одобрения.

Количество подступеней на одном марше между лестничными площадками (за исключением криволинейных лестниц) должно составлять не менее 3 и не более 16. В

лестницах с одним пролетом, а также на одном пролете двух- и трехпролетных лестниц на первом этаже допускается не более 18 подступеней.

Высота лестницы (h) должна составлять h ≤ 3200 мм (3600 мм) в соответствии с п. 4.4.4 СП 1.13130.2020.

Расстояние между ступенями по высоте маршевых лестниц должно быть не более 0,25 м. Ступени должны иметь уклон вовнутрь 2-5 градуса. С обеих сторон ступени должны иметь боковые планки или бортовую обшивку высотой не менее 0,15 м, исключающие возможность проскальзывания ног человека. Лестницы с двух сторон должны быть оборудованы ограждениями высотой не менее 1 м.

9.10 Настил

Рабочие площадки и площадки обслуживания оборудования должны иметь настил, выполненный из решетчатого настила или металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, и начиная с высоты 0,75 м - перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,4 м друг от друга, и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости.

9.11 Общие требования к производственным помещениям

В производственных помещениях с крановым оборудованием должны быть выделены места для монтажных площадок. Габариты монтажных площадок должны обеспечивать проходы шириной не менее 0,65 м (для вновь вводимых объектов - не менее 1 м) вокруг технологического оборудования, устанавливаемого на монтажных площадках в зоне обслуживания кранового оборудования.

Минимальную ширину одиночных проходов к рабочим местам и на рабочих местах с учетом выступающих частей технологического оборудования предусмотреть не менее 1 м. Все движущиеся, вращающиеся и выступающие части технологического оборудования и вспомогательных механизмов необходимо надежно оградить или расположить так, чтобы исключалась возможность травмирования работников.

В производственных помещениях высота от пола до низа выступающих конструкций перекрытия (покрытия) должна быть не менее 2,2 м, высота от пола до низа выступающих частей коммуникаций и оборудования в местах регулярного прохода работников и на путях эвакуации – не менее 2 м, а в местах нерегулярного прохода работников – не менее 1,8 м.

Площадки, предназначенные для обслуживания технологического оборудования и перехода через оборудование или коммуникации, должны иметь высоту от настила до

конструктивных элементов производственного помещения не менее 2 м. В галереях, тоннелях и на эстакадах допускается уменьшение указанной высоты до 1,8 м.

Расстояния между технологическим оборудованием, между оборудованием и стенами, колоннами производственных помещений необходимо установить в зависимости от конкретных условий производственного процесса:

- не менее 0,6 м – для мелкого оборудования (с размерами в плане 1,5х1 м);
- не менее 0,7 м – для оборудования средних размеров (с размерами в плане 4 х 3,5 м);
- для крупного оборудования (с размерами в плане до 8 х 6 м): от стен – не менее 1 м, от колонн – не менее 0,9 м.

В проектной документации учесть, что ширина основных проходов по фронту

обслуживания и между рядами технологического оборудования при наличии постоянных рабочих мест должна быть не менее 1,5 м. Основные проходы по фронту обслуживания щитов управления должны быть шириной не менее 2 м.

10 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ВРЕДНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ФАКТОРОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ СРЕДЫ И ТРУДОВОГО ПРОЦЕССА НА СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ РАБОТНИКА

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 терминала являются: газ, конденсат и пары метанола.

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.

Результаты расчетов, показывают, что для основного производственного процесса при нормальном режиме эксплуатации оборудования максимальные концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на территории рабочей зоны проектируемых объектов, не превышают ПДК в воздухе рабочей зоны согласно СанПиНу 1.2.3685-21.

Биологический фактор

В производственных процессах на объектах 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 проектируемых 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 основном источником шумового загрязнения являются сжигание газа на факельных установках, устройства, обеспечивающие различные технологические процессы, связанные с перемещением жидкостной или газовой среды – насосы, компрессорные установки, шумовые характеристики которых принимаются по данным, предоставленным производителями оборудования.

Таким образом, оборудование, являющееся источниками 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 путем 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).

Расчеты 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, что удовлетворяет требованиям СанПиН 1.2.3685-21.

В помещениях с постоянными рабочими местами при выполнении основных или вспомогательных работ с использованием ПЭВМ расчетный уровень звукового давления не превышает предельно допустимых значений. Оценка шумового воздействия выполнена в соответствии с СП 51.13330.2011. “Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы”

(таблица 1, п.п 2): рабочие места в помещениях диспетчерской службы, в помещениях наблюдения и дистанционного управления с речевой связью – предельный уровень звукового давления составляет – 65 дБА.

В случае необходимости проведения работ в непосредственной близости от 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).

Вибрация общая и локальная

Основным источником общей вибрации на проектируемых объектах являются компрессорное и насосное 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 воздействия 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. 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.

В помещениях здания производственного корпуса, где находятся рабочие места основного производственного персонала, проектными решениями обеспечиваются оптимальные параметры микроклимата в соответствии с требованиями СП 2.4.3648-20. Что обеспечивает общее и локальное ощущение теплового комфорта в течение рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывает отклонений в состоянии здоровья, создает предпосылки для высокого уровня работоспособности. С учетом интенсивности энергозатрат операторов (категории работ - Iа, Iб) в операторской обеспечиваются следующие значения параметров микроклимата:

- температура 20 – 24^{0}С;
- влажность воздуха 40 – 60%;
- подвижность воздуха – 0,1 м/с.

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

Однако, при нормальном режиме эксплуатации проектируемых объектов, работники основную часть рабочего времени находятся в производственных и административно-бытовых помещениях, в которых 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.

Световая среда

Нормы освещенности для объектов подготовки газа и газового конденсата 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, ДЭС и другие производственные помещения с периодическим пребыванием обслуживающего персонала – 200 лк;
- вспомогательные помещения, венткамеры – 20, 50, 75 лк;
- аппаратная – 400.

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 помещениях гардеробных и в коридорах здания общежития на площадке ВЖК предполагается использование эритемных ламп, обогащенных ультрафиолетом. Эритемные лампы относятся к установкам длительного действия создающим своего рода искусственный солнечный свет с ультрафиолетовым потоком небольшой интенсивности.

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 помещениях с постоянными рабочими местами будут учтены требования СП 2.4.3648-20 "Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы".

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 месторождения 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 .

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 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 10.1.

Таблица 10.1 – 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, 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 №15 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.

11 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ

Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе, подробно приведено в томе 25.011.3-ТР2.1.

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

Итоговые сведения и расчеты по части выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники, детально приведены в соответвующих разделах данной проектной документации, а именно – Раздел 8 «Мероприятия по охране окружающей среды».

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

Итоговые сведения и расчеты по части мероприятий, по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду, детально приведены в соответвующих разделах данной проектной документации, а именно – Раздел 8 «Мероприятия по охране окружающей среды».

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

Итоговые сведения и расчеты по части вида, состава и планируемого объема отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, детально приведены в соответвующих разделах данной проектной документации, а именно – Раздел 8 «Мероприятия по охране окружающей среды».

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

Технологические решения

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

– применение закрытой дренажной системы, которая позволяет возвращать в технологический процесс продукты;

– для компенсации теплопотерь предусмотрена тепловая изоляция оборудования и трубопроводов;

– предусмотрено наиболее рациональное размещение технологического оборудования;

– применение в технологической схеме рекуперативных теплообменников для более эффективного использования потенциала тепла;

– применение насосного оборудования для перекачки ЛВЖ с двойным торцевым уплотнением и системой уплотнительной жидкости, которое значительно снижает утечки перекачиваемых продуктов;

– применение современного энергосберегающего оборудования и материалов;

– использование частотных регуляторов для электроприводов насосного оборудования и АВО.

Объемно-планировочные и архитектурные решения

Здания на площадках предусматриваются двух типов: блочно-модульными, состоящими из одного или нескольких блок-модулей полной заводской готовности, и каркасными.

Объемно-планировочные решения зданий приняты на основании задания Заказчика, в соответствии с их функциональным назначением и действующими нормативными документами.

В зданиях используются материалы промышленного производства, удовлетворяющие требованиями действующих строительных норм и правил.

Архитектурные и конструктивные решения учитывают обеспечение установленного для деятельности людей микроклимата в зданиях, необходимой надежности и долговечности конструкций, климатических условий работы технического оборудования при минимальном расходе тепловой энергии на отопление и вентиляцию зданий за отопительный период.

Все здания рассчитаны на климатические условия размещения в соответствии с СП 131.13330.2020 “Строительная климатология”. Толщина утеплителя принята согласно СП 50.13330.2024 “Тепловая защита зданий” и выполнена на основании расчетных данных, исходя из условий обеспечения требуемых приведенных сопротивлений теплопередаче ограждающих конструкций. Материал утеплителя принят экологически чистым, негорючим при воздействии на него открытого пламени, не выделяющим токсических веществ и неприятных запахов.

Фасады предусмотрены в строгой лаконичной форме без декоративных элементов. Трехслойные фасадные панели и облицовка вентилируемого фасада проектируемых зданий имеют лицевой слой металлических листов низкого профиля с высококачественным покрытием, нанесенным в заводских условиях.

Энергоэффективность принятых в проекте теплозащитных свойств утеплителя в стеновых и кровельных панелях, наружных стенах и покрытии подтверждается их характеристиками. Так, в предусматриваемых проектом панелях минераловатные плиты характеризуются коэффициентом теплопроводности не более 0,044 Вт/(м·°С), а панели характеризуются сопротивлением теплопередаче, больше требуемых нормируемых значений в зависимости от градусосуток отопительного периода.

При выборе ограждающих конструкций зданий были учтены требования к ним в части обеспечения их долговечности посредством применения материалов, имеющих надлежащую стойкость (морозостойкость, влагостойкость, биостойкость, стойкость против коррозии, высоких температур, циклических температурных колебаний и других разрушающих воздействий окружающей среды), а также возможности выполнения, в случае необходимости, специальной защиты элементов конструкций, изготовленных из недостаточно стойких материалов.

Внутренние перегородки в зданиях выполняются каркасно-обшивными гипсокартонными либо гипсоволокнистыми листами по металлическому каркасу, по типу "Knauf", кирпичными.

Для оконного остекления зданий предусматривается применение энергоэффективных теплосберегающих стеклопакетов.

Наружные двери – распашные металлические утепленные.

Ворота – распашные металлические, полотна из трехслойных панелей типа сэндвич.

В целях сокращения потерь тепла в зимний период при проектировании зданий предусматриваются:

– объемно-планировочные решения с учетом обеспечения наименьшей площади ограждающих конструкций;

– минимальная площадь световых проемов, в соответствии с требованиями нормативных документов;

– рациональное применение эффективных теплоизоляционных материалов;

– уплотнение притворов и фальцев в заполнениях проемов и сопряжений элементов (швов) в наружных стенах и покрытиях;

– устройство элементов механического закрытия дверей (доводчиков);

– устройство тамбуров на входах в здания.

В соответствии с Федеральным законом "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности" от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ, для повышения энергетической эффективности проектом предусматриваются следующее.

В целях сокращения потерь тепла в зимний период, при проектировании отапливаемых зданий предусматривается применение материалов полной заводской готовности, в том числе конструкций комплектной поставки со стабильными теплоизоляционными свойствами. Применяемые ограждающие конструкции обладают необходимой прочностью, жесткостью, долговечностью, а также удовлетворяют общим архитектурным, эксплуатационным и санитарно-гигиеническим требованиям.

Принятые объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений обеспечивают:

– максимальное сокращение площади ограждающих конструкций;

– уменьшение числа наружных углов;

– увеличение ширины здания и ограничение высоты с учетом конструктивных и технологических требований;

– снижение площади световых проемов до соблюдения необходимой естественной освещенности;

– использование эффективных теплоизоляционных материалов;

– повышение степени уплотнения стыков ограждающих конструкций и притворов открывающихся элементов наружных ограждений.

В целях экономии энергоресурсов проектом предусмотрено:

– рациональный подбор эффективных теплоизоляционных материалов;

– надежная герметизация стыковых соединений и швов наружных ограждающих конструкций;

– защита внутренних и наружных поверхностей стен от воздействия влаги и атмосферных осадков путем устройства облицовки, окраски;

– притворы наружных дверей содержат уплотнительные прокладки из силиконовых материалов и морозостойкой резины;

– выполняется уплотнение притворов и фальцев в заполнениях проемов и сопряжений элементов (швов) в наружных стенах и покрытиях;

– предусматриваются устройство элементов механического закрытия дверей.

Для обеспечения эксплуатационных свойств ограждающих конструкций в течение длительного времени, важным фактором является предупреждение воздушной утечки через стыки конструкций между собой, на участках примыкания стенового ограждения к оконным и дверным заполнениям, а также недопущения попадания влаги от атмосферных осадков как во внутрь помещений, так и во внутренний слой стен и утеплителя покрытия. Для этого предусмотрена герметизация замков облицовки стен и кровли и обрамляющих наружных нащельников. С этой целью используются жгуты, монтажная пена, герметики для наружных работ.

Нормами (СП 50.13330.2024 "Тепловая защита зданий") установлены показатели тепловой защиты здания:

– приведенное сопротивление теплопередаче отдельных элементов ограждающих конструкций здания;

– санитарно-гигиенический, включающий температурный перепад между температурами внутреннего воздуха и на поверхности ограждающих конструкций и температуру на внутренней поверхности выше точки росы.

Система электроснабжения

Подробное описание технических решений в части системы электроснабжения приведено в томе 5.1.1 (25.011.3-ИОС1.1).

Системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, тепловые сети

Подробное описание технических решений в части теплоснабжения приведено в томе 5.4.1 (25.011.3-ИОС4.1).

16 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 (ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, НА КОТОРЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ ОСНАЩЕННОСТИ ИХ ПРИБОРАМИ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ НЕ РАСПРОСТРАНЯЮТСЯ)

Объемно-планировочные и архитектурные решения

Обоснование выбора оптимальной толщины ограждающих конструкций выполнено в виде расчета и представлено в томе 25.011.3-КР1.

В здании применяются наружные металлические утепленные двери по ГОСТ 31173-2003 и ворота. Сопротивлением теплопередаче ворот и дверей R=1 м2ºС/Вт.

Заполнение оконных проемов принято стеклопакетами из поливинилхлоридных профилей по ГОСТ 30674-99. Для зданий применяются окна с двухкамерным стеклопакетом, сопротивление теплопередаче R=0,72 м2ºС/Вт.

В зданиях используются материалы промышленного производства, удовлетворяющие требованиями действующих строительных норм и правил. Ограждающие конструкции зданий удовлетворяют требованиям СП 50.13330.2024" Тепловая защита зданий", что подтверждает обоснованность выбора примененных архитектурных, конструктивных и инженерно-технических решений.

Система электроснабжения

Подробное описание технических решений в части системы электроснабжения приведено в томе 5.1.1 (25.011.3-ИОС1.1).

Системы контроля и автоматизации

В рамках настоящего проекта техническими решениями по автоматизации предусматривается оснащение проектируемых объектов оборудованием КИПиА на базе современных средств КИПиА и микропроцессорной техники производства РФ, совместных предприятий и зарубежных фирм.

Выбранный уровень контроля и автоматизации проектируемых объектов обеспечивает их безаварийную работу без постоянного присутствия обслуживающего персонала непосредственно у технологического и теплотехнического оборудования, автоматическую защиту и блокировку этого оборудования при возникновении аварийных режимов и ситуаций, аварийную и предупредительную сигнализацию.

Автоматизация тепловых процессов в системах отопления и вентиляции объектов производственного назначения является одним из важных условий повышения эффективности и надежной работы основного технологического оборудования, дает возможность повышение оперативности управления оборудованием, быстрой ликвидации ненормальных, аварийных и послеаварийных режимов работы оборудования, снижения непроизводственных расходов и потерь топливо-энергетических ресурсов, ведение диагностики и паспортизации оборудования.

Принятый уровень контроля и автоматизации тепловых процессов в системах отопления, вентиляции зданий и сооружений основного технологического и вспомогательного назначения обеспечивает их безаварийную работу без постоянного присутствия обслуживающего персонала непосредственно у оборудования отопления и вентиляции.

Одновременно с этим предусмотрен необходимый минимум местных контрольно-измерительных приборов, позволяющих осуществлять местный контроль, используемый также для пусконаладочных работ, сервиса и ремонта.

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.

В зданиях блочно-модульного исполнения с избыточными тепловыделениями от оборудования, поддержание требуемой температуры внутреннего воздуха обеспечивается приточно-вытяжными вентсистемами с естественным побуждением и индивидуально регулируемым воздухообменом.

Для систем приточной вентиляции предусматривается:

– местное управление от кнопок непосредственно с локального шкафа управления;

– дистанционное управление (пуск/стоп) с пульта оператора или с пульта дистанционного управления;

– автоматическое управление по сигналу "Пожар" или от кнопок, установленных у эвакуационных выходов;

– поддержание постоянной температуры приточного воздуха;

– автоматический ввод резерва (АВР) при аварии рабочей установки (при наличии);

– сигнализация состояния элементов установок;

– передача данных диагностики установок;

– сигнализация неисправности установок;

– сигнализация о работе "Включено"/"Авария";

– поддержание температуры в воздуховоде после калорифера.

Для вытяжных систем предусматривается:

– местное управление от кнопок "Пуск"/"Стоп";

– дистанционное управление с пульта оператора или от кнопок "Пуск"/"Стоп" в обслуживаемом помещении;

– автоматическое управление по сигналу "Пожар" или от кнопок, установленных у эвакуационных выходов;

– автоматический ввод резерва (АВР) при аварии рабочей установки (при наличии);

– сигнализация о работе "Включено"/"Авария".

Для систем кондиционирования предусматривается:

– местное управление с пульта управления, поставляемого комплектно с усатновкой;

– автоматическое управление по сигналу "Пожар"

В помещения административно хозяйственной зоны подключение системы отопления, систем теплоснабжения, горячего водоснабжения осуществляется от автоматизированного теплового пункта АТП) со своей САУ АТП.

Объем автоматизации АТП включает:

– местный и дистанционный контроль температуры, давления и расхода на подающем теплоносителе;

– местный и дистанционный контроль температуры, давления и расхода на обратном теплоносителе;

Вся информация от САУ АТП передается в систему РСУ с выводом информации на АРМ РСУ.

Автоматизация систем теплоснабжения, отопления, вентиляции и кондиционирования позволяет:

– автоматически поддерживать температурный график теплоносителя, подаваемого в систему отопления, вентиляции с учетом температуры наружного воздуха и воздуха в обслуживаемых помещениях;

– обеспечивать дистанционный контроль и управление режимами потребления;

– обеспечивать наибольшую экономию тепловой энергии в осенний и весенний периоды теплоснабжения за счет плавного и гибкого регулирования в соответствии с температурным графиком;

– максимально поддерживать или сохранять работоспособность теплосистемы объекта при критических или аварийных режимах работы теплоснабжения сети.

Системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, тепловые сети

Подробное описание технических решений в части обеспечения учета тепловой энергии приведено в томе 5.4.1 (25.011.3-ИОС4.1).

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

При проектировании установок входных сооружений применены стандартные технологические решения процесса разделения пластовой смеси, ректификации многокомпонентных смесей углеводородов с получением обычного ассортимента продуктов. Кроме того, примененная в данной работе технологическая схема имеет промышленный аналог, поэтому патентование процесса и разработка технологического регламента не требуются.

Для парков хранения сырья и товарной продукции разработка технологического регламента также не требуется.

18 ОПИСАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И ГРУЗОВ

Проектируемый объект является расширением существующего объекта "Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ", относящийся к классу 3 (низкая значимость) согласно СП 132.13330.2011 "Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений".

Проектируемый объект "Расширение комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ с учетом полномасштабной разработки юрских и ачимовских залежей" предварительно отнесен к низкой категории опасности в соответствии с Федеральным законом от 21.07.2011 № 256-ФЗ "О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса" и Постановлением Правительства Российской Федерации от 05.05.2012 № 459 "Положение об исходных данных для проведения категорирования объекта топливно-энергетического комплекса, порядке его проведения и критериях категорирования".

Существующими мероприятиями по противодействию терроризму предусмотрено:

1. Ограждение (основное внешнее и внутренне предупредительное с запретной зоной);
2. Наличие КПП для прохода людей и проезда транспорта;
3. Центральное здание службы безопасности с функциями пункта централизованного наблюдения;
4. Технические средства охраны (система охранной сигнализации, система охранная телевизионная, система контроля и управления доступом, система сбора и обработки информации);
5. Система охранного освещения и электропитания;
6. Специальные технические средства досмотра;
7. Система оперативной связи подразделений охраны.

В данном разделе содержатся решения по созданию комплекса технических средств охраны для объекта "Расширение комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ с учетом полномасштабной разработки юрских и ачимовских залежей".

Проектная документация разработана на основании "Технического задания на проектирование комплекса инженерно-технических средств охраны (КИТСО) по объекту "Расширение комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового

конденсата Южно-Тамбейского ГКМ с учетом полномасштабной разработки юрских и ачимовских залежей" и действующих нормативных документов.

В составе раздела комплекса технических средств охраны входят следующие системы:

- система охранной сигнализации;
- система контроля и управления доступом;
- система охранная телевизионная;
- система охранного освещения;
- система бесперебойного электропитания.

Проектируемая система комплекса инженерно-технических средств охраны интегрируется в существующую систему охраны объекта посредством передачи данных через линии связи. Информация от проектируемой системы передается на коммутатор систем безопасности, расположенный в здании энергоблока завода СПГ в помещении аппаратной. Дальнейшая передача обеспечивается ВОЛС связи до здания подготовки газа завода СПГ.

Подробное описание комплекса инженерно-технических средств охраны объекта "Расширение комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ с учетом полномасштабной разработки юрских и ачимовских залежей" приведены в томе 5.5.3.1.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ДЭС	Дизельная электростанция
АВО	Аппарат воздушного охлаждения
АРМ	Автоматизированное рабочее место
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
ВМС	Водо-метанольный раствор
ГСМ	Горюче-смазочные материалы
ГСС	Газосборная сеть
ЗИП	Запасные части и принадлежности
КИП	Контрольно-измерительные приборы
ЛВЖ	Легко воспламеняющаяся жидкость
ОПО	Опасный производственный объект
ПАЗ	Противоаварийная защита
ПБиОТ	Промышленная безопасность и охрана труда
ППА	Пункт переключающей арматуры
ПУ	Пробкоуловитель
НВхС	Новые входные сооружения
НК	Нестабильный конденсат
ПК	Предохранительный клапан
ПО	Программное обеспечение
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
РСУ	Распределенная система управления
САУ	Системой автоматизированного управления
СВхС	Существующие входные сооружения
СГК	Стабильный газовый конденсат
СИЗ	Средства индивидуальной защиты
СИЗОД	Средства индивидуальной защиты органов дыхания
СПГ	Сжиженный природный газ
СК	Стабильный конденсат
ТБО	Твердые бытовые отходы
ТП	Технический проект
ТСО	Технические средства охраны
УРМ	Установка регенерации метанола
УПВМС	Установка подготовки водометанольной смеси

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 2.1.1– Этапность строительства ресиверов азота 14
Таблица 2.1.2 – Параметры воздуха КИП 14
Таблица 2.1.3– Параметры воздуха технического 14
Таблица 2.1.4 – Параметры азота продувочного 14
Таблица 2.1.5– Параметры азота высокого давления 14
Таблица 2.1.6– Свойства теплоносителя 15
Таблица 2.1.7– Свойства метанола (ГОСТ 2222-95) 16
Таблица 2.1.8– Свойства масла Тп-22С ТУ 38.101821 (аналог Taif Тп-22С) 17
Таблица 2.1.9– Свойства смазочного масла Петрим ТУ 38.401-58-245-99 17
Таблица 3.1 - Параметры пластовой смеси по ключевым годам для СВхС 19
Таблица 3.2 - Параметры пластовой смеси по ключевым годам для НВхС 20
Таблица 5.1.7.1– Этапность строительства печей подогрева теплоносителя 40
Таблица 5.2.1 – Перечень и характеристика основного технологического оборудования ... 53
Таблица 5.3.1 – Категория взрывоопасности технологических блоков 64
Таблица 5.4.1.1 Результаты расчетов толщины стенки труб по ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия 77
Таблица 5.4.6.2 – Категории основных трубопроводов 99

ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений"

Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".

Федеральный закон от 21.12.94 № 68-ФЗ "О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера"

Федеральный закон от 06.03.2006 № 35-ФЗ "О противодействии терроризму"

Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ "Об охране окружающей среды"

Федеральный закон от 20 июня 1997 года №116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов"

Федеральный закон от 21.07.1997 № 117-ФЗ О безопасности гидротехнических сооружений

Федеральный закон от 07.07.2003 № 126-ФЗ "О связи"

Федеральный закон от 27 июля 2006 № 149-ФЗ "Об информации, информационных технологиях и о защите информации"

СП 47.13330.2016 Инженерные изыскания для строительства. Основные положения

СП 438.1325800.2019 Инженерные изыскания при планировке территорий. Общие требования

СП 116.13330.2012 Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения

СП 34.13330.2021 Автомобильные дороги

СП 37.13330.2012 Промышленный транспорт"

СП 18.13330.2019 Производственные объекты. Планировочная организация земельного участка

СП 350.1326000.2018 Нормы технологического проектирования морских портов ГОСТ 12.3.002-2014 Процессы производственные. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.010 Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования

ГОСТ 12.2.003 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

ГОСТ Р 57818-2017 "Нормы проектирования зданий и сооружений газоперерабатывающей промышленности"

ГОСТ 31838-2012 "Аппараты колонные Технические требования"

ГОСТ 32569-2013 "Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах"

ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.085-2017 Арматура трубопроводная. Клапаны предохранительные. Выбор и расчет пропускной способности

ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ТР ТС 010/2011 О безопасности машин и оборудования

ТР ТС 012/2011 О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах

ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением

Руководство по безопасности факельных систем (утв. приказом Ростехнадзора № 450 от 22.12.2021)

ГОСТ 27751-2014 Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения

СП 296.1325800.2017 Здания и сооружения. Особые воздействия

СП 14.13330.2018 Строительство в сейсмических районах

СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия

СП 22.13330.2016 Основания зданий и сооружений"

СП 56.13330.2021 Производственные здания

СП 43.13330.2012 Сооружения промышленных предприятий

СП 44.13330.2011 Административные и бытовые здания

СП 28.13330.2017 Защита строительных конструкций от коррозии

СП 52.13330.2016 "СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение"

СП 439.1325800.2018 Здания и сооружения. Правила проектирования аварийного освещения

СП 60.13330.2020 " Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха"

СП 30.13330.2020 Внутренний водопровод и канализация"

СП 31.13330.2021 Водоснабжение. Наружные сети и сооружения"

СП 32.13330.2018 Канализация. Наружные сети и сооружения"

СП 134.13330.2012 Системы электросвязи зданий и сооружений. Основные положения проектирования

ГОСТ Р 50571.5.52-2011 (МЭК 60364-5-52:2009) Электроустановки низковольтные. Часть 5-52. Выбор и монтаж электрооборудования. Электропроводки

ГОСТ Р 59789-2021 (МЭК 62305-3:2010) Молниезащита. Часть 3. Защита зданий и сооружений от повреждений и защита людей и животных от электротравматизма

СП 423.1325800.2018 Электроустановки низковольтные зданий и сооружений. Правила проектирования во взрывоопасных зонах

ГОСТ Р 58882-2020 Заземляющие устройства. Системы уравнивания потенциалов. Заземлители. Заземляющие проводники. Технические требования

Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений (РД 34.21.122-87), утвержденной Главтехуправлением Минэнерго СССР 12.10.87;

Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций (СО 153-34.21.122-2003), утвержденной приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 280).

ГОСТ Р 42.3.01-2021 Гражданская оборона. Технические средства оповещения населения. Классификация. Общие технические требования

ГОСТ 31565-2012 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности

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

Правила устройства электроустановок (ПУЭ)

НТП ЭПП-94 Электроснабжение промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования

СП 1.13130.2020 Системы противопожарной защиты. Эвакуационные пути и выходы

СП 2.13130.2020 Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты

СП 3.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности

СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям

СП 6.13130.2021 Системы противопожарной защиты. Электроустановки низковольтные. Требования пожарной безопасности

СП 7.13130.2013 Отопление, вентиляция и кондиционирование. Требования пожарной безопасности

СП 8.13130.2020 Системы противопожарной защиты. Наружное противопожарное водоснабжение. Требования пожарной безопасности

СП 10.13130.2020 Системы противопожарной защиты. Внутренний противопожарный водопровод. Нормы и правила проектирования

СП 11.13130.2009 Места дислокации подразделений пожарной охраны. Порядок и методика определения

СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

ГОСТ 12.3.047 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля

СП 232.1311500.2015 Пожарная охрана предприятий. Общие требования

СП 380.1325800.2018 Здания пожарных депо. Правила проектирования

СП 484.1311500.2020 Системы противопожарной защиты. Системы пожарной сигнализации и автоматизация систем противопожарной защиты. Нормы и правила проектирования

СП 485.1311500.2020 Системы противопожарной защиты. Установки пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования

СП 486.1311500.2020 Системы противопожарной защиты. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и системами пожарной сигнализации. Нормы и правила проектирования

ГОСТ Р 59636-2021 Установки пожаротушения автоматические. Руководство по проектированию, монтажу, техническому обслуживанию и ремонту. Методы испытаний на работоспособность

ГОСТ Р 59638-2021 Системы пожарной сигнализации. Руководство по проектированию, монтажу, техническому обслуживанию и ремонту. Методы испытаний на работоспособность

ГОСТ Р 59639-2021 Системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Руководство по проектированию, монтажу, техническому обслуживанию и ремонту. Методы испытаний на работоспособность

ГОСТ Р 59643-2021 Внутреннее противопожарное водоснабжение. Руководство по проектированию, монтажу, техническому обслуживанию и ремонту. Методы испытаний на работоспособность

ГОСТ Р 59580-2021 Орошение водяное технологического оборудования и конструкций. Требования пожарной безопасности

ГОСТ Р 71554-2024 Системы передачи извещений о пожаре. Руководство по проектированию, монтажу, техническому обслуживанию и ремонту. Методы испытаний на работоспособность

ГОСТ Р 50680-94 Установки водяного пожаротушения автоматические. Общие технические требования. Методы испытаний

ГОСТ Р 50800-95 Установки пенного пожаротушения автоматические. Общие технические требования. Методы испытаний

ГОСТ Р 50969-96 Установки газового пожаротушения автоматические. Общие технические требования. Методы испытаний

ГОСТ Р 53288-2009 Установки водяного и пенного пожаротушения автоматические. Модульные установки пожаротушения тонкораспыленной водой автоматические. Общие технические требования. Методы испытаний

ГОСТ Р 53324-2009 Ограждения резервуаров. Требования пожарной безопасности

ГОСТ Р 59580-2021 Орошение водяное технологического оборудования и конструкций. Требования пожарной безопасности

ВСН 12-87 Минморфлот СССР. Союзморниипроект. Причальные комплексы для перегрузки нефти и нефтепродуктов. Противопожарная защита. Нормы проектирования

ГОСТ Р 71917—2024 Антитеррористическая защищенность. Мероприятия и решения по обеспечению антитеррористической защищенности объектов. Общие положения

ГОСТ Р 51241-2008 Средства и системы контроля и управления доступом. Классификация. Общие технические требования. Методы испытаний

ГОСТ Р 51558-2014 Средства и системы охранные телевизионные. Классификация. Общие технические требования. Методы испытаний

ГОСТ Р 52435-2015 Технические средства охранной сигнализации. Классификация. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ Р 52860-2007 Технические средства физической защиты. Общие технические требования

ГОСТ Р 54101-2010 Средства автоматизации и системы управления. Средства и системы обеспечения безопасности. Техническое обслуживание и текущий ремонт

ГОСТ Р 53110-2008 "Система обеспечения информационной безопасности сети связи общего пользования. Общие положения"

ГОСТ Р 52448-2005 Защита информации. Обеспечение безопасности сетей электросвязи. Общие положения

СП 132.13330.2011 Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования

«Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий». (Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 31.12.2020 № 2398).

Правила охраны поверхностных водных объектов. (Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 10.09.2020 № 1391)

Постановление Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2020 года № 2366 "Об организации предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилежащей зоне Российской Федерации"

Постановление Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2020 года № 2451 "Об утверждении Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации"

СП 127.13330.2023 Объекты размещения отходов производства. Основные положения по проектированию

СП 51.13330.2011 " Защита от шума"

Требования по обеспечению транспортной безопасности объектов транспортной инфраструктуры по видам транспорта на этапе их проектирования и строительства (Утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2020 года N 2418)

Требования по обеспечению транспортной безопасности, в том числе требования к антитеррористической защищенности объектов (территорий), учитывающих уровни безопасности для различных категорий объектов транспортной инфраструктуры морского и речного транспорта. (Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 8 октября 2020 г. № 1638)

Требования по обеспечению транспортной безопасности объектов (зданий, строений, сооружений), не являющихся объектами транспортной инфраструктуры и расположенных на земельных участках, прилегающих к объектам транспортной инфраструктуры и отнесенных в соответствии с земельным законодательством Российской Федерации к охранным зонам земель транспорта (Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 23 января 2016 года № 29)

ГОСТ Р 57119-2016 "Методика проведения оценки уязвимости объектов транспортной инфраструктуры и транспортных средств. Общие требования"

Требования к функциональным свойствам технических средств обеспечения транспортной безопасности (утв. постановлением Правительства РФ от 26 сентября 2016 г. N 969)

Правила категорирования и установления количества категорий объектов транспортной инфраструктуры (утв. постановлением Правительства РФ от 3 октября 2020 г. N 1595)

Правила разработки требований к антитеррористической защищенности объектов (территорий) и паспорта безопасности объектов (территорий) (утв. постановлением Правительства РФ от 25 декабря 2013 г. N 1244)

Постановление Правительства РФ от 24.11.2015 № 1257 «Об утверждении Правил обращения со сведениями о результатах проведенной оценки уязвимости объектов транспортной инфраструктуры, судов ледокольного флота, используемых для проводки по морским путям, судов, в отношении которых применяются правила торгового мореплавания и требования в области охраны судов и портовых средств, установленные международными договорами Российской Федерации, а также со сведениями, содержащимися в планах и паспортах обеспечения транспортной безопасности объектов транспортной инфраструктуры и (или) транспортных средств, которые являются информацией ограниченного доступа»

Приказ Министерства транспорта РФ от 7 сентября 2020 г. N 358 "О Порядке установления критериев

Приказ Министерства транспорта РФ от 28 августа 2020 г. N 331 "Об определении

объектов транспортной инфраструктуры, не подлежащих категорированию по видам транспорта"

Приказ Минтранса России от 04.02.2025 № 34 " Об установлении Правил проведения досмотра, дополнительного досмотра, повторного досмотра, наблюдения и (или) собеседования в целях обеспечения транспортной безопасности"

Методические рекомендации Министерства транспорта Российской Федерации по категорированию объектов критической инфраструктуры, функционирующих в сфере транспорта, утв. 24 января 2024 года.

Приказ Министерства транспорта от 19 апреля 2023 года №141 "Об определении угроз безопасности персональных данных, актуальных при обработке персональных данных в информационных системах персональных данных, эксплуатируемых в сферах деятельности, нормативно-правовое регулирование которых осуществляется Министерством транспорта Российской Федерации"

СП 165.1325800.2014 Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне

Постановление Правительства российской федерации от 29 ноября 1999 года № 1309 "О порядке создания убежищ и иных объектов гражданской обороны"

СП 88.13330.2022 Защитные сооружения гражданской обороны

Постановление Правительства российской федерации от 17 мая 2023 года № 769 О порядке создания, реконструкции и поддержания в состоянии постоянной готовности к использованию систем оповещения населения

ГОСТ Р 22.2.13-2023 Порядок разработки перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при проектировании объектов капитального строительства

Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств (утв. приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 года № 533)

Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов (утв. приказом Ростехнадзора от 21 декабря 2021 года № 444)

Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением (утв. приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 года № 536)

Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов (утв. приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 года № 529)

Правила безопасности для объектов, использующих сжиженные углеводородные газы (утв. приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 г. № 532)

СП 48.13330.2019 «СНиП 12-01-2004 Организация строительства"

102-ФЗ Федеральный закон "Об обеспечении единства измерений" от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ

116-ФЗ Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ

123-ФЗ Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ

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 14254-2015 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)

ГОСТ Р 2.105-2019 Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам

ГОСТ 24.701-86 Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения

ГОСТ 31610.0-2019 Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования

ГОСТ 30852.1-2002 (МЭК 60079-1:1998) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида "взрывонепроницаемая оболочка"

ГОСТ 31610.10-1-2022 (IEC 60079-10-1:2020) Взрывоопасные среды. Часть 10-1. Классификация зон. Взрывоопасные газовые среды

ГОСТ 30852.10-2002 (МЭК 60079-11:1999) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь i

ГОСТ 30852.13-2002 (МЭК 60079-14:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)

ГОСТ 31565-2012 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности

ГОСТ Р 59853-2021 Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы, Москва, 2021 г

ГОСТ Р 59792-2021 Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды испытаний автоматизированных систем

ГОСТ Р 21.101-2020 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации

ГОСТ Р 50571.5.54-2024, МЭК 60364-5-54:2021 Электроустановки низковольтные. Часть 5-54. Выбор и монтаж электрооборудования. Заземляющие устройства и защитные проводники

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ Метрологическое обеспечение измерительных систем

ВНТП 03/170/567-87 Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса, Миннефтегазстрой, Мингазпром СССР, Миннефтепром

МИ 2439-97 Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принципы регламентации, определения и контроля

Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 6-е издание, Москва, Энергоатомиздат, 1998

Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е издание, Москва, ЗАО "Энергосервис", 2003

СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

СП 77.13330.2016 Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85 Системы автоматизации

ТР ТС 010/2011 Технический регламент Таможенного союза 010/2011 "О безопасности машин и оборудования". Утвержденный Комиссией Таможенного союза, Решение № 823 от 18.10.2011

ТР ТС 012/2011. Технический регламент Таможенного союза 012/2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах". Утвержденный Комиссией Таможенного союза, Решение № 825 от 18.10.2011

ТР ТС 020/2011. Технический регламент Таможенного союза 020/2011 "Электромагнитная совместимость технических средств", утвержденный Комиссией Таможенного союза, Решение № 879 от 09.12.2011

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением", Приказ от 15.12.2020 № 536

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств", Приказ от 15.12.2020 № 533

ГОСТ Р 8.733-2011 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.

ГОСТ Р 8.740-2023 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Расход и объем газа. Методика (метод) измерений с применением турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков.

ГОСТ 12.4.026-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний

СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания

ГОСТ Р 52350.29.2-2010 (МЭК 60079-29-2:2007) Взрывоопасные среды. Часть 29-2. Газоанализаторы. Требования к выбору, монтажу, применению и техническому обслуживанию газоанализаторов горючих газов и кислорода

СП 89.13330.2016 Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76

СП 113.13330.2023 Стоянки автомобилей СНиП 21-02-99

ТУ-газ-86 Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов

ГОСТ 27751-2014 Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения

СП 14.13330.2018 Строительство в сейсмических районах

СП 16.13330.2017 Стальные конструкции

СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия

СП 22.13330.2016 Основания зданий и сооружений

СП 24.13330.2021 Свайные фундаменты

СП 28.133330.2017 Защита строительных конструкций от коррозии

СП 296.1325800.2017 Здания и сооружения. Особые воздействия

СП 385.1325800.2018 Защита зданий и сооружений от прогрессирующего обрушения

СП 43.13330.2012 Сооружения промышленных предприятий

СП 44.13330.2011 Административные и бытовые здания

СП 45.13330.2017 Земляные сооружения, основания и фундаменты

СП 468.1325800.2019 Бетонные и железобетонные конструкции. Правила обеспечения огнестойкости и огнесохранности

СП 56.13330.2021 Производственные здания

СП 50-102-2003 проектирование и устройство свайных фундаментов

СП 63.13330.2018 Бетонные и железобетонные конструкции

СП 17.13330.2017 Кровли

СП 29.13330.2011 Полы

СП 50.13330.2024 Тепловая защита зданий

Постановление Правительства РФ от 2 сентября 2009 г. N 717 "О нормах отвода земель для размещения автомобильных дорог и (или) объектов дорожного сервиса"

ВСН № 14278тм-т1 "Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ"

СН 456-73 "Нормы отвода земель для магистральных водоводов и канализационных коллекторов"

Приказ Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации Приказ Минздрава России от 28.01.2021 N 29н "Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения предварительных и периодических медицинских осмотров

(обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда"

Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 29 октября 2021 г. № 766Н " Об утверждении Правил обеспечения работников средствами индивидуальной защиты и смывающими средствами"

Единые типовые нормы выдачи средств индивидуальной защиты по профессиям (должностям) (Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 29 октября 2021 г. № 767Н)

ТАБЛИЦА РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (стра-ниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	изме-ненных	заме-ненных	новых	аннули-рован-ных				

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подп.

Приложение А. Принципиальная схема распределения потоков

ЯМАЛ СПГ

ул. Худи Сэроко, 25/А,
с. Яр-Сале, Ямальский район,
Ямало-Ненецкий автономный округ,
Российская Федерация, 629700

Московский филиал: ул. Академика Пилюгина, д. 22,
БЦ «Алгоритм», Москва, 117393

Тел.: +7 (495) 228-98-50; факс: +7 (495) 228-98-49
E-mail: yamalspg@yamalspg.ru

24.09.2025 № МР-20-1750-Н

На № _____

Кому: Генеральному директору
ООО «ИНСТИТУТ
ЮЖНИИГИПРОГАЗ»
С.Г. Вишнякову
Адрес: 344018, РФ, г. Ростов-на-Дону,
пр-т Буденновский, 106/2
Тел.: +7 (863) 203-62-70
E-mail: info@ungg.ru
http://ungg.net

О направлении показателей разработки для проектирования расширения ВхС

Уважаемый Сергей Геннадьевич!

В рамках выполнения работ по Договору № 639/25-ЯСПГ/25.011 от 11.06.2025 на разработку проектной и рабочей документации по объекту «Расширение комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ с учетом полномасштабной разработки юрских и ачимовских залежей» настоящим письмом ОАО «Ямал СПГ» направляет актуализированные показатели разработки и просит принять их для уточнения расчетной модели.

Ранее направленные исходные данные письмами МР-20-1452-Н от 13.08.2025, МР-20-0874-Н от 13.05.2025 и МР-20-0999-Н от 29.05.2025 прошу считать неактуальными и не использовать в работе.

Приложение:

1. Исходные данные для проектирования
2. Свойства фракций

Заместитель генерального директора
по капитальному строительству Т.Н. Сазонов

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 33000037C5C1F11C794D3CC3490001000037C5
Владелец Сазонов Тимофей Николаевич
Действителен с 21.08.2025 по 20.08.2028

Мышенков И.В.
13-551

ЯМАЛ СПГ

ул. Худи Сэроко, 25/А,
с. Яр-Сале, Ямальский район,
Ямало-Ненецкий автономный округ,
Российская Федерация, 629700

Московский филиал: ул. Академика Пилюгина, д. 22,
БЦ «Алгоритм», Москва, 117393

Тел.: +7 (495) 228-98-50; факс: +7 (495) 228-98-49
E-mail: yamalspg@yamalspg.ru

29.10.2025 № МР-20-2028-Н

На № _____

Заместителю генерального директора
по управлению проектами
ООО «ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ»

С.Г. Вишнякову

Проспект Буденновский, 106/2. Ростов-на-Дону, 344018
тел.: +7 (863) 203-62-70
e-mail:
info@ungg.ru

О направлении свойств фракций компонентов флюида для расчетов

Уважаемый Сергей Геннадьевич!

ОАО «Ямал СПГ» в Приложении 1 к настоящему письму направляет свойства фракций компонентов флюида для использования при расчетах при разработке проектной и рабочей документации по объекту «Расширения КПСГ Южно-Тамбейского ГКМ с учетом полномасштабной разработки юрских скважин» по шифру показателей разработки 2025-YUTMB-848-012.

Приложение:

Приложение 1 - Свойства фракций.

Заместитель генерального директора
по капитальному строительству Т.Н. Сазонов

Бочарников А.В.
13-836

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 330000385D42E0390A57D014A300010000385D
Владелец Сазонов Тимофей Николаевич
Действителен с 06.10.2025 по 05.10.2028