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 1. Пояснительная записка

Часть 1. Текстовая часть

25.011.3- ПЗ1
3200-PDO-01010-UNGG-R

Том 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 1. Пояснительная записка

Часть 1. Текстовая часть

25.011.3-ПЗ1
3200-PDO-01010-UNGG-R

Том 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-ПЗ1-СП	Состав проектной документации	Выпускается отдельным документом
25.011.3-ПЗ1-С	Содержание тома 1.1	Лист 2
25.011.3-ПЗ1.ТЧ	Текстовая часть	Лист 3

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	25.011.3-ПЗ1-С		
Разраб.		Солодовников			03.02.26	**Содержание тома 1.1**	Стадия	Лист	Листов
							П		1
Н.контр.		Федотова			03.02.26		ЮЖНИИГИПРОГАЗ		

Формат А4

Содержание

Заверение проектной организации ... 3

Введение ... 4

1 Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации ... 5

2 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации на объект капитального строительства ... 6

2.1 Реквизиты задания на проектирование ... 6

2.2 Результаты инженерных изысканий ... 6

2.3 Использование земельных участков ... 7

2.4 Технические условия. Технические требования ... 10

2.5 Общие сведения о районе размещения проектируемых объектов ... 10

2.6 Сведения о сырьевой базе ... 14

3 Сведения о назначении и функционально-технологических особенностях объекта капитального строительства ... 17

3.1 Функциональное назначение объекта капитального строительства ... 17

3.2 Номенклатура товарной продукции ... 17

3.3 Данные о назначении и проектной мощности объекта ... 17

3.4 Состав и характеристика проектируемых объектов ... 18

3.4.1 Общие сведения ... 18

3.4.2 Сведения об основных сооружениях, входящих в состав сложного объекта ... 19

3.4.3 Состав и характеристика проектируемых объектов ... 19

3.4.4 Идентификационные признаки зданий и сооружений ... 24

3.4.5 Технологические решения ... 26

3.4.6 Контроль, автоматизация, АСУ ТП ... 33

3.4.7 Электроснабжение ... 34

3.4.8 Водоснабжение и водоотведение ... 36

3.4.9 Отопление, вентиляция, кондиционирование ... 48

3.4.10 Технологическая связь ... 49

3.4.11 Основные показатели по генеральным планам ... 51

3.4.12 Автомобильные дороги ... 52

4 Потребность в основных видах ресурсов ... 55

4.1 Общие сведения ... 55

4.2 Сведения об использовании возобновляемых источников энергии и вторичных энергетических ресурсов ... 60

5 Комплексное использование сырья, вторичных ресурсов, отходов производства ... 61

6 Сведения о численности работников и их профессионально-квалификационном составе 62
7 Сведения о разработке специальных технических условий, обоснования безопасности . 66
8 Эколого-экономические показатели 67
9 Сведения об использованных компьютерных программах 68
10 Этапы строительства 69
11 Технико-экономические показатели по объектам 74
12 Сведения о разделах проектной документации, содержащих решения и мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и промышленной безопасности 75
13 Обозначения и сокращения 76
14 Перечень таблиц 77
Таблица регистрации изменений 78

Заверение проектной организации

Проектная документация разработана в соответствии с заданием на проектирование, документами об использовании земельного участка для строительства, действующими нормами и правилами, устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, с соблюдением технических условий.

Технические решения, принятые в проектной документации, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объектов при соблюдении предусмотренных проектной документацией мероприятий.

Главный инженер проекта **В.В. Солодовников**

Введение

Проектная документация разработана ООО "ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ" в соответствии с Заданием на проектирование объекта "Расширение комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ с учётом полномасштабной разработки юрских и ачимовских залежей" (приложение № 2 к Договору № 639/25 -ЯСПГ/25.011, копия приведена в томе 1.2).

В настоящей проектной документации рассматривается строительство следующих площадок:

- входные сооружения (расширение);
- входные сооружения (расширение). Факел;
- канализационные очистные сооружения (расширение);
- полигон по закачке промстоков в пласт (расширение).

Основной комплекс проектируемых сооружений располагается на площадке, примыкающей к существующей площадке входных сооружений действующего Завода СПГ Южно-Тамбейского ГКМ, строительство которого реализовано в соответствии с проектной документацией 13.015 "Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ", получившей положительное заключение Государственной экспертизы № 060-17/ГГЭ-8113/02 от 26.01.2017, № в ЕГРЗ 89-1-1-3-004914-2019 от 06.03.2019.

При разработке технических решений в применимом объеме использованы материалы разработанных ранее проектных документаций:

- 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).

1 Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации

В соответствии с Заданием на проектирование по объекту "Расширение комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ с учётом полномасштабной разработки юрских и ачимовских залежей", утвержденное Заказчиком (Генеральным директором ОАО "Ямал СПГ И.А. Колесниковым 2025г.).

2 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации на объект капитального строительства

2.1 Реквизиты задания на проектирование

Задание на проектирование по объекту "Расширение комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ с учётом полномасштабной разработки юрских и ачимовских залежей" 02.09.2022 (приложение № 2 к Договору № 639/25 -ЯСПГ/25.011, копия приведена в томе 1.2).

Приложение 1 к Заданию на проектирование "Перечень этапов строительства" (копия представлена в томе 1.2).

Приложение 2 к Заданию на проектирование "Идентификационные признаки проектируемых зданий и сооружений" приведенным в Приложении № 1 к Дополнению № 1 к Заданию на проектирование.

2.2 Результаты инженерных изысканий

При разработке проектной документации были использованы материалы комплексных инженерных изысканий, выполненных в 2025 году на основании договора № 639/25-ЯСПГ от 11.06.2025 в соответствии с Техническим заданием на выполнение инженерных изысканий и программой производства инженерных изысканий.

Заказчик: Открытое акционерное общество "Ямал СПГ" (ОАО “Ямал СПГ”).

Генпроектировщик: Общество с ограниченной ответственностью "ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ" (ООО "ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ").

Исполнитель инженерных изысканий: Общество с ограниченной ответственностью "ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ" (ООО "ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ").

Целью инженерно-геодезических изысканий является изучение современного состояния территории под строительство с получением необходимых топографо-геодезических, инженерно-геологических, инженерно-гидрометеорологических материалов и данных для разработки проектной документации, определения вида и объема инженерных мероприятий по освоению территории.

Результаты инженерно-геодезических, инженерно-геологических, инженерно-гидрометеорологических изысканий представлены в отчетной технической документации:

- тома 1.1 – 1.4 (25.011.2-ИГДИ1 – 25.011.2-ИГДИ4) - Инженерно-геодезические изыскания;
- тома 2.1 – 2.5 (25.011.2-ИГИ1 - 25.011.2-ИГИ5) - Инженерно-геологические и инженерно-геофизические изыскания;

- тома 3.1, 3.2 (25.011.2-ИГМИ1, 25.011.2-ИГМИ2) - Инженерно-гидрометеорологические изыскания;

Исполнитель инженерно-экологических изысканий - ООО "ФРЭКОМ", г. Москва, на основании договора № 20/23/1 от 15.05.2023.

Результаты инженерно-экологических изысканий представлены в отчетной технической документации:

- тома 4.1, 4.2 (25.011.2-ИЭИ1, 25.011.2-ИЭИ2) - Инженерно-экологические изыскания.

Инженерные изыскания, выполненные при разработке проектной документации, полностью характеризуют территорию, на которой размещаются проектируемые объекты.

2.3 Использование земельных участков

Местоположение объекта - Российская Федерация, Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, Ямальский район, Южно-Тамбейский лицензионный участок.

Участок проектируемого строительства объекта расположен в границах Южно-Тамбейского лицензионного участка. Объект расположен на землях Сеяхинского сельского совета, отведенных в долгосрочную аренду ОАО "Ямал СПГ".

Предусмотренные к отводу земельные участки определены с учетом действующих норм отвода земель, требований статьи 11.9 Земельного Кодекса РФ, исходя из условий минимального изъятия земель и оптимальной ширины строительной полосы, достаточной для размещения объектов проектирования.

Проектируемый Объект расположен в кадастровых кварталах 89:03:010301 и 89:03:000000.

Ориентировочная площадь отвода на период строительства и эксплуатации Объекта составляет 65 га.

Объект проектирования расположен на земельных участках, информация о которых приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Экспликация кадастровых номеров земельных участков для строительства и эксплуатации объекта

Кадастровый номер	Категория земель	Вид разрешенного использования
89:03:010301:657	Земли промышленности	Специальная деятельность
89:03:010301:2544	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:656	Земли промышленности	Специальная деятельность
89:03:010301:2122	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:691	Земли промышленности	Недропользование
89:03:000000:1484	Земли промышленности	Производственная деятельность
89:03:010301:4669	Земли промышленности	Недропользование

89:03:010301:1210	Земли промышленности	Производственная деятельность
89:03:010301:2674	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:2117	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:1405	Земли промышленности	Производственная деятельность
89:03:010301:1407	Земли промышленности	Производственная деятельность
89:03:010301:1411	Земли промышленности	Производственная деятельность
89:03:010301:4465	Земли промышленности	Производственная деятельность
89:03:010301:1410	Земли промышленности	Производственная деятельность
89:03:010301:1409	Земли промышленности	Производственная деятельность
89:03:010301:1179	Земли промышленности	Производственная деятельность
89:03:010301:683	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:2006	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:4683	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:1721	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:4292	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:666	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:597	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:779	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:765	Земли промышленности	Недропользование
89:03:000000:3330	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:665	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:1000	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:4323	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:4296	Земли промышленности	Недропользование
89:03:000000:1483	Земли промышленности	Производственная деятельность
89:03:010301:150	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:4398	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:1003	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:684	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:778	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:890	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:1175	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:2203	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:4578	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:1140	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:2326	Земли промышленности	Недропользование
89:03:010301:1663	Земли промышленности	Недропользование

Земельные участки, подлежащие отводу, определены проектной документацией с последующим оформлением разрешительных и/или правоустанавливающих документов. Земельные участки, предоставляемые на период строительства, должны быть возвращены правообладателям после окончания и приёмки указанных работ в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

Потребность в земельных ресурсах для строительства и эксплуатации Объекта приведена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Ведомость потребности в земельных ресурсах для строительства и эксплуатации Объекта

Наименование объекта	Всего площадь, га	В том числе на период эксплуатации, га
Автомобильная дорога №1	0,3315	0,3315
Автомобильная дорога №1 к КУ на км 0	1,6293	1,6293
Автомобильная дорога №2	0,2926	0,2926
Автомобильная дорога №2 к КУ на км 0	2,1220	2,1220
Автомобильная дорога №3	1,0320	1,0320
Автомобильная дорога №3 к КУ на км 0	0,2994	0,2994
Автомобильная дорога к факелу	0,1421	0,1421
Входные сооружения (расширение)	26,7312	26,7312
Входные сооружения (расширение). Факел	6,6586	6,6586
Канализационные очистные сооружения (расширение)	3,7539	3,6049
Переустройство существующих ВЛ 10 кВ "ESS-040 – Аэропорт" ввод 1; ВЛ 10 кВ "ESS-040 – Аэропорт" ввод 2; ВЛ 10 кВ "ESS-065 – Фидер 102"	1,2735	0,0189
Полигон по закачке промстоков в пласт (расширение)	2,0101	2,0101
Эстакада к ДКС (перспектива)	1,2248	0,5700
Эстакада к факельному хозяйству высокого давления №2 (CD)	0,2911	0,1182
Внеплощадочная ВОЛС "Площадка расширения КПСГ – Администзона Завода СПГ"	0,2060	-
Временная подъездная автодорога для выполнения СМР	0,2248	-
Кабельная трасса 0,4 кВ от КТП 10/0,4 кВ ESS-017 до кранового узла №7	0,9100	-
Кабельная трасса 10 кВ от ПС 35/10 кВ ESS-505 до ПС 35/10 кВ ESS-530	2,4750	-
Кабельная трасса 35 кВ от ПС 110/35/10 кВ ESS-090 до ПС 35/10 кВ ESS-530	0,9470	-
Кабельная трасса 35 кВ от ПС 110/35/10 кВ ESS-090 до ПС 35/10 кВ ESS-530), Внеплощадочная ВОЛС "Площадка расширения КПСГ – Администзона Завода СПГ"	1,2010	-
Всего	**53,7559**	**45,5608**

2.4 Технические условия. Технические требования

При разработке проектной документации учтены следующие технические условия и другие документы (копии приведены в томе 1.2.1):

- 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.);

- Письмо ОАО "Ямал СПГ" от 28.11.2025 № МР-20-2254-Н
  Технические условия на электроснабжение объекта “Выполнение проектно-изыскательских работ по объекту: “Расширение КПСГ Южно-Тамбейского ГКМ с учётом полномасштабной разработки юрских и ачимовских скважин”.

- Письмо ОАО "Ямал СПГ" от 05.12.2025 № МР-20-2303-Н
  Технические условия на интеграцию в действующую систему обеспечения информационной безопасности оборудования проектируемых информационных систем объекта “Расширение комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ с учётом полномасштабной разработки юрских и ачимовских залежей”.

2.5 Общие сведения о районе размещения проектируемых объектов

В административном отношении участок работ расположен на территории Сеяхинского сельского совета, Ямальского района, Ямало-Ненецкого автономного округа, Тюменской области, в границах лицензионного участка, отведенного ОАО "Ямал СПГ" для геологической разведки и добычи углеводородного сырья в пределах Южно-Тамбейского месторождения

Ближайший населенный пункт – вахтовый поселок Сабетта расположен на левом берегу Обской губы в восточной стороне центральной части территории Южно-Тамбейского ГКМ. Село Яр-Сале - районный центр Ямальского района, расположено в 490 км юго-западнее вахтового поселка Сабетта Южно-Тамбейского ГКМ.

Обустраиваемое Южно-Тамбейское газоконденсатное месторождение характеризуется развитой сетью строящихся коридоров коммуникаций (надземные газопроводы-шлейфы высокого давления, ЛЭП, автодороги и др.) от площадок кустов газовых скважин до промплощадки завода СПГ. В настоящее время завершено

строительство объектов заводского комплекса СПГ, вспомогательных сооружений и морского порта.

Международный аэропорт "Сабетта", расположен в 5,2 км южнее площадки входных сооружений, принимает регулярные пассажирские авиарейсы (перевозки вахтового персонала).

Климатическая характеристика

Климатические условия территории полуострова Ямал обусловлены неравномерным поступлением в течение года солнечной радиации, атмосферной циркуляции и близостью холодного моря. Значительное участие в атмосферной циркуляции принимают воздушные массы Атлантики, проникающие сюда с циклонами, часто с сильными ветрами, пасмурным небом и осадками. Они оказывают на климат некоторое смягчающее влияние. В то же время существенное влияние оказывает и материк, поскольку над ним формируется антициклоническая деятельность в виде отрогов арктического и сибирского максимума. По этой причине, хотя климат полуострова несколько более умеренный в сравнении с резкоконтинентальным климатом тундр Восточной и Средней Сибири, он все же весьма суров.

Для климата рассматриваемой территории характерны суровая зима с длительным залеганием снежного покрова, короткие переходные сезоны – весна и осень, короткое холодное лето, поздние весенние и ранние осенние заморозки, полное отсутствие в отдельные годы безморозного периода.

Зона проектирования относится к I району, подрайону I Г климатического районирования для строительства согласно СП 131.13330.2020.

Радиационный режим. На радиационный режим района работ, наряду с определяющим астрономическим фактором, оказывает большое влияние циркуляционный, т.е. облачность, которая значительно изменяется вдоль побережья Карского моря.

Годовой приход суммарной солнечной радиации при средних условиях облачности составляет 2875 МДж/м^2. При этом примерно 64% составляет рассеянная и 36% - прямая солнечная радиация.

В годовом ходе максимум месячных сумм суммарной радиации (612 МДж/м^2) приходится на май, минимум - на ноябрь. В декабре и январе данная территория находится в зоне полярной ночи. Летом благодаря круглосуточному освещению число часов солнечного сияния относительно большое. Тем не менее, из-за большой облачности прямая радиация составляет всего 25 - 30% от возможной. В летнее время очень велико значение рассеянной радиации, чему способствует малая толщина облаков нижнего яруса и длительное залегания снежного покрова. Благодаря незначительному содержанию водяного пара и отсутствию пыли в арктическом воздухе, напряжение солнечной радиации в зоне тундры довольно большое, несмотря на то, что высота солнца невелика.

Летом, в связи с увеличением продолжительности дня, число часов солнечного сияния возрастает до 240 – 260 (в июле). Зимой в районе наблюдается полярная ночь и сумерки, солнечное сияние в декабре - январе вообще отсутствует.

Годовой приход суммарной солнечной радиации при средних условиях облачности составляет 2700 – 2900 МДж/м^2. При этом примерно 64 % составляет рассеянная и 36 % – прямая солнечная радиация. В годовом ходе максимум суммарной радиации (600 – 610 МДж/м^2 мес.) наблюдается в мае, минимум – в декабре – январе.

Температура воздуха. Среднегодовая температура воздуха составляет минус 9.9°С. Самый холодный месяц - февраль со средней месячной температурой, равной минус 25.1°С. Средний и абсолютный минимумы также наблюдаются в феврале и составляют, соответственно, минус 49.4°С и минус 29.3°С. Самый жаркий месяц - август, средняя температура которого составляет 6.7°С. Абсолютный максимум наблюдается в июле и составляет 30.4°С, средний максимум температуры в этот месяц составляет 9.8°С.

Средняя температура воздуха остается отрицательной в течение 8 месяцев, с октября по май. Переход температуры воздуха к положительным значениям весной осуществляется в первой половине июня. Средняя температура воздуха во второй декаде июня обычно незначительно положительная. Наиболее ранняя дата устойчивого перехода через 0°С весной отмечена в Тамбее в середине мая, наиболее поздняя – в конце июня.

Продолжительность периода с положительными среднесуточными температурами воздуха составляет около 100 дней. Средняя продолжительность безморозного периода составляет 46 дней. Продолжительность периода с отрицательными среднесуточными температурами воздуха составляет 260 – 265 дней за год.

Влажность воздуха. Парциальное давление водяных паров на рассматриваемой территории невелико, его среднегодовая величина составляет около 3.7 мб. Парциальное давление водяных паров особенно мало зимой, в период низких температур. Его минимум наблюдается в январе – феврале и не превышает 0.9 мб. С повышением температуры воздуха весной влажность воздуха увеличивается и достигает максимума летом, в июле – августе, когда она становится в несколько раз больше по сравнению с зимой и составляет более 8 мб.

Относительная влажность позволяет судить о степени насыщения воздуха водяным паром при данной температуре. Средняя годовая относительная влажность близка к 86 %. зимой она составляет 81 – 84 %, летом около 89 %. В годовом ходе наиболее высокая относительная влажность отмечается в августе-октябре (89 %), минимальная – в феврале (81 %).

Атмосферные осадки. Количество и распределение осадков в рассматриваемом регионе определяется главным образом особенностями общей циркуляции атмосфера. В

среднем в рассматриваемом районе за год выпадает 268 мм осадков, 43% из них - в теплое время года. Самые дождливые месяцы – июль - сентябрь.

Такое сравнительно небольшое количество осадков связано с малым влагосодержанием преобладающего здесь арктического воздуха. Наименьшее количество осадков выпадает в период с марта по май. Основное количество осадков выпадает в летне-осенний период с максимумом в августе-сентябре. Наблюденный суточный максимум осадков 42 мм.

Характерной особенностью осадков является очень малая их интенсивность. В летнее время и осенью, когда очень велико число пасмурных дней, преобладают низкие слоистые облака, из которых выпадают моросящие дожди. Ливневые осадки с грозами наблюдаются в среднем 1 раз за лето, максимум – 2.

Снежный покров. Устойчивое образование снежного покрова происходит во второй декаде октября. Разрушение устойчивого снежного покрова осуществляется в середине июня. В отдельные годы появление снежного покрова на побережье наблюдалось в конце июля или начале февраля. Сход снежного покрова в среднем происходит во второй декаде июня. Нарастание толщины снежного покрова происходит с осени довольно быстро и к январю она достигает на открытых участках суши 22 - 25 см. Наибольшие средние декадные высоты снежного покрова (по постоянной рейке) накапливаются к концу апреля - началу мая и составляют 33 - 34 см.

Средняя из наибольших высота снежного покрова за весь период наблюдений составляет 46 см. Число дней со снежным покровом составляет - 238 дней.

Расчётная высота снежного покрова с вероятностью превышения 5% составляет 78 см.

Ветровой режим. Характерной чертой для рассматриваемого района являются ярко выраженные муссонообразные ветры: зимой с охлаждённого материка на океан, летом – с океана на сушу. В зимнее время преобладают южные ветры. Летом, когда давление над Арктикой становится больше, чем на материке господствуют ветры северных направлений. Скорости ветра значительны в течение всего года, поэтому повторяемость штилей невелика, всего 2 – 4 %.

Среднегодовая скорость ветра составляет 5.9 м/с. Наибольшие скорости ветра относятся к осенне-зимнему периоду и достигают в ноябре 6.4 м/с. Минимальные скорости ветра отмечаются летом и составляют 5.1 – 5.6 м/с.

Атмосферные явления.

Метели. В среднем за год наблюдается 70 дней с метелью. Наибольшее число дней с метелью составляло 109 дней. Метели наблюдаются в течение периода с сентября по июнь, но основная доля их приходится на период с ноября по апрель.

Туманы. Среднее число дней с туманом в летние месяцы составляет 7 – 9, в зимние - 1 – 2, в целом за год наблюдается 47 дней с туманом. Максимальное число дней с туманом за год достигает 72. Более чем в 50% случаев туманы в летнее время образуются ночью или в первой половине дня, зимой - днём или в предвечерние часы. Средняя продолжительность туманов имеет максимальное значение в июле, минимальное – в феврале. Средняя продолжительность туманов в день колеблется от 5 до 6 часов. В отдельных случаях продолжительность туманов может достигать 2 – 4 суток.

Грозы. Район строительства отличается слабо развитой грозовой деятельностью. Годовое число дней с грозой незначительно и в среднем составляет 0.6 дня. Максимальное число дней с грозой - 4 дня.

Гололедно-изморозевые образования. В среднем обледенение наблюдается 57 дней в году, максимальное число дней с гололедно-изморозевыми образованиями – 136.

Территория строительства относится по ветровому давлению к границам V и VI районов (1250 Па), по толщине стенки гололеда – к III району (20 мм).

Район располагается в пределах Западно-Сибирской плиты, являющейся довольно спокойным, в плане тектонической активности, регионом. Изученный интервал грунтовой толщи по своим сейсмическим свойствам относится к III категории.

На картах общего сейсмического районирования (ОСР) Российской Федерации ОСР-2015-С (СП 14.13330.2018, Приложение А) район работ расположен в пределах зоны с ожидаемой интенсивностью землетрясений по категориям А, В и С - 5 баллов по шкале MSK-64.

2.6 Сведения о сырьевой базе

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 2.3, для НВхС в таблице 2.4.

Таблица 2.3 – 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
nC4		0,0071	0,0105			0,0071	0,0090
C5+		0,0777	0,1116			0,1062	0,1136

Таблица 2.4 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 С5+	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 2.4 – 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 С5+	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
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

3 Сведения о назначении и функционально-технологических особенностях объекта капитального строительства

3.1 Функциональное назначение объекта капитального строительства

Функциональное назначение проектируемых объектов капитального строительства определено в соответствии с Приказом МИНСТРОЙ РОССИИ от 02.11.2022 № 928/пр об утверждении классификатора объектов капитального строительства по их назначению и функционально-технологическим особенностям (для целей архитектурно - строительного проектирования и ведения единого государственного реестра заключений экспертизы проектной документации объектов капитального строительства).

Проектируемый объект относятся к следующей группе:

- 08.05.001.099 – Объекты добычи, сбора, подготовки и транспорта газа. Прочие объекты

3.2 Номенклатура товарной продукции

Согласно Техническому 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.

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.

3.3 Данные о назначении и проектной мощности объекта

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.

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

3.4 Состав и характеристика проектируемых объектов

3.4.1 Общие сведения

В целом Комплекс Ямал СПГ представляет собой интегрированный комплекс по сжижению природного газа производительностью 16,5 млн. тонн в год на базе запасов газа Южно-Тамбейского месторождения. Он предусматривает добычу, подготовку, сжижение и отгрузку основной товарной продукции – сжиженного природного газа, а также товарных продуктов стабилизированного конденсата и метанола с полуострова Ямал конечным потребителям.

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.

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.

3.4.2 Сведения об основных сооружениях, входящих в состав сложного объекта

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.

3.4.3 Состав и характеристика проектируемых объектов

В состав расширения входных сооружений, включая факел, входят следующие объекты:

- **1 этап строительства:**
  - установка регенерации метанола №3:
    - производственное здание УРМ №3;
    - наружное оборудование УРМ №3;
  - ресиверы азота ВД;
  - ресиверы воздуха КИП;
  - установка подготовки теплоносителя:

  - печь №1;
  - печь №2;
  - насосная теплоносителя;
  - наружное оборудование;
- емкость дренажная;
- аппаратная;
- подстанция 35/10 кВ;
- эстакада сетей внутриплощадочных 1-го этапа;
- котельная;
- емкость дизельного топлива;
- емкость сбора производственно-дождевых сточных вод №1;
- емкость сбора производственно-дождевых сточных вод №2;
- емкость сбора производственно-дождевых сточных вод №3;
- емкость сбора бытовых сточных вод;
- блок пожарных гидрантов 1-го этапа (9 шт.);
- компрессорная воздуха КИП;
- установка регенерации метанола №4:
  - производственное здание УРМ №4;
  - наружное оборудование УРМ №4;
- ограждение 1-го этапа;
- прожекторная мачта ПМ1-ПМ15;
- автомобильная дорога №3;
- сети технологические внутриплощадочные 1-го этапа;
- сети технологические внеплощадочные 1-го этапа;
- сети технологические внутриплощадочные на существующих эстакадах 1-го этапа;
- сети водоснабжения и водоотведения внутриплощадочные 1-го этапа;
- сети теплоснабжения 1-го этапа;
- сети связи внутриплощадочные 1-го этапа;
- сети контроля и автоматизации 1-го этапа;
- сети электрические внутриплощадочные 1-го этапа;
- сети электрические внеплощадочные 1-го этапа:
  - кабельная трасса 35 кВ от ПС 110/35/10 кВ ESS-090 до ПС 35/10 кВ ESS-530;
- сети электрические внеплощадочные 1-го этапа:
  - кабельная трасса 10 кВ от ПС 35/10 кВ ESS-505 до ПС 35/10 кВ ESS-530;
- сети электрические внеплощадочные 1-го этапа:
  - кабельная трасса 0,4 кВ от КТП 10/0,4 кВ ESS-017 до кранового узла №7;

- внеплощадочная ВОЛС "Площадка расширения КПСГ – Админзона завода СПГ" 1-го этапа;
- сети системы пожарной автоматики 1-го этапа;
- сети системы контроля загазованности 1-го этапа;
- сети и сооружения электрообогрева 1-го этапа;
- комплекс инженерно-технических средств охраны (КИТСО) 1-го этапа;
- интегрированная система управления и безопасности (ИСУБ) 1-го этапа;
- дооснащение центральной операторной ССВ-020;

- **3 этап строительства:**
  - установка сепарации газа №3;
  - пробкоуловитель №3;
  - установка сепарации газа №4;
  - пробкоуловитель №4;
  - пункт переключающей арматуры №3;
  - пункт переключающей арматуры №4;
  - факельное хозяйство высокого давления №2 (CD);
    - факельные сепараторы;
    - факел высокого давления;
  - установка подготовки топливного газа;
  - эстакада сетей внутриплощадочных 3-го этапа;
  - емкость сбора производственно-дождевых сточных вод №4;
  - емкость сбора производственно-дождевых сточных вод №5;
  - емкость сбора производственно-дождевых сточных вод №6;
  - емкость сбора производственно-дождевых сточных вод №7;
  - расходные резервуары метанола с насосной №2:
    - насосная метанола;
    - резервуары метанола;
  - установка подготовки теплоносителя:
    - печь №3;
  - дизельная электростанция (ДЭС);
  - емкости дизельного топлива;
  - блок-бокс АСУ;
  - блок пожарных гидрантов 3-го этапа (8 шт.);
  - ограждение факела;
  - ограждение 3-го этапа;
  - прожекторная мачта ПМ16-ПМ24;
  - автомобильная дорога №1;
  - автомобильная дорога №2;
  - автомобильная дорога к факелу;
  - автомобильная дорога № 1 к КУ на км 0;

- автомобильная дорога № 2 к КУ на км 0;
- автомобильная дорога № 3 к КУ на км 0;
- сети связи внутриплощадочные 3-го этапа;
- сети контроля и автоматизации 3-го этапа;
- сети водоснабжения и водоотведения внутриплощадочные 3-го этапа;
- сети электрические внутриплощадочные 3-го этапа;
- сети электрические внеплощадочные 3-го этапа:
  - переустройство существующей ВЛ 10 кВ "ESS-040 – Аэропорт" ввод 1;
- сети электрические внеплощадочные 3-го этапа:
  - переустройство существующей ВЛ 10 кВ "ESS-040 – Аэропорт" ввод 2;
- сети электрические внеплощадочные 3-го этапа:
  - переустройство существующей ВЛ 10 кВ "ESS-065 – Фидер 102";
- сети и сооружения электрообогрева 3-го этапа;
- сети системы пожарной автоматики 3-го этапа;
- сети системы контроля загазованности 3-го этапа;
- комплекс инженерно-технических средств охраны (КИТСО) 3-го этапа;
- интегрированная система управления и безопасности (ИСУБ) 3-го этапа;
- сети технологические внутриплощадочные 3-го этапа;
- сети технологические внеплощадочные 3-го этапа;
- сети технологические внутриплощадочные на существующих эстакадах 3-го этапа;

- **4 этап строительства:**
  - установка стабилизации конденсата №3:
    - производственное здание УСК №3;
    - наружное оборудование УСК №3;
  - компрессорная газов стабилизации №2;
    - производственное здание КГС №2;
    - наружное оборудование КГС №2;
  - эстакада сетей внутриплощадочных 4-го этапа;
  - емкость сбора производственно-дождевых сточных вод №8;
  - блок пожарных гидрантов 4-го этапа (4 шт.);
  - прожекторная мачта ПМ25-ПМ27;
  - сети электрические внутриплощадочные 4-го этапа;
  - сети и сооружения электрообогрева 4-го этапа;
  - сети водоснабжения и канализации внутриплощадочные 4-го этапа;
  - сети связи внутриплощадочные 4-го этапа;
  - сети теплоснабжения 4-го этапа;
  - сети технологические внутриплощадочные 4-го этапа;

- сети системы пожарной автоматики 4-го этапа;
- сети системы контроля загазованности 4-го этапа;
- комплекс инженерно-технических средств охраны (КИТСО) 4-го этапа;
- интегрированная система управления и безопасности (ИСУБ) 4-го этапа;

- **5 этап строительства:**
  - установка стабилизации конденсата №4:
    - производственное здание УСК №4;
    - наружное оборудование УСК №4;
  - установка регенерации метанола №5:
    - производственное здание УРМ №5;
    - наружное оборудование УРМ №5;
  - установка регенерации метанола №6:
    - производственное здание УРМ №6;
    - наружное оборудование УРМ №6;
  - эстакада сетей внутриплощадочных 5-го этапа;
  - емкость сбора производственно-дождевых сточных вод №9;
  - емкость сбора производственно-дождевых сточных вод №10;
  - блок пожарных гидрантов 5-го этапа (6 шт.);
  - прожекторная мачта ПМ34-ПМ42;
  - установка подготовки теплоносителя:
    - печь №4;
    - печь №5;
  - сети теплоснабжения 5-го этапа;
  - сети связи внутриплощадочные 5-го этапа;
  - сети электрические внутриплощадочные 5-го этапа;
  - сети водоснабжения и водоотведения внутриплощадочные 5-го этапа;
  - сети технологические внутриплощадочные 5-го этапа;
  - сети и сооружения электрообогрева 5-го этапа;
  - сети системы пожарной автоматики 5-го этапа;
  - сети системы контроля загазованности 5-го этапа;
  - комплекс инженерно-технических средств охраны (КИТСО) 5-го этапа;
  - интегрированная система управления и безопасности (ИСУБ) 5-го этапа;
  - система управления распределением электроэнергии (СУРЭ).

В состав расширения канализационных очистных сооружений входят следующие объекты:

- **2 этап строительства:**
  - установка очистки производственно-дождевых сточных вод;
  - резервуар очищенных сточных вод V=2000 м^3 № 1;
  - резервуар очищенных сточных вод V=2000 м^3 № 2;

- резервуар очищенных сточных вод V=2000 м^3 № 3;
- резервуар-усреднитель производственно-дождевых сточных вод V=2000 м^3 № 1;
- резервуар-усреднитель производственно-дождевых сточных вод V=2000 м^3 № 2;
- резервуар-усреднитель производственно-дождевых сточных вод V=2000 м^3 № 3;
- емкость сбора производственно-дождевых сточных вод;
- емкость уловленных нефтепродуктов;
- станция насосная перекачки очищенных сточных вод;
- блок пожарных гидрантов 2-го этапа (3 шт.);
- эстакада сетей внутриплощадочных 2-го этапа;
- ограждение;
- сети электрические внутриплощадочные 2-го этапа;
- сети и сооружения электрообогрева 2-го этапа;
- сети водоснабжения и водоотведения внутриплощадочные 2-го этапа;
- сети теплоснабжения 2-го этапа;
- сети связи внутриплощадочные 2-го этапа;
- сети контроля и автоматизации 2-го этапа;
- сети системы пожарной автоматики 2-го этапа;
- сети системы контроля загазованности 2-го этапа;
- комплекс инженерно-технических средств охраны (КИТСО) 2-го этапа;
- интегрированная система управления и безопасности (ИСУБ) 2-го этапа.

В состав расширения полигона закачки стоков в пласт входят следующие объекты:

- **2 этап строительства:**
  - укрытие
  - укрытие над резервно-наблюдательной скважиной 7ПС;
- над поглощающей скважиной 5ПС-6ПС;**5 этап строительства:**
  - укрытие над поглощающей скважиной 8ПС-12ПС.

3.4.4 Идентификационные признаки зданий и сооружений

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 мегапаскаля. (подпункты "а", "в" п. 2 Приложения 1 к Федеральному закону № 116-ФЗ);
- используются стационарно установленные грузоподъемные механизмы (п. 3 Приложения 1 к Федеральному закону № 116-ФЗ).

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.

Идентификационные признаки проектируемых зданий и сооружений утверждены Заказчиком (Изменение № 2 к Техническому заданию на проектирование по объекту "Расширение комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ с учётом полномасштабной разработки юрских и ачимовских залежей", приложение 1, копия приведена в томе 1.2.1).

3.4.5 Технологические решения

Пункт переключающей арматуры № 3, № 4

Пункт переключающей арматуры (ППА) служит для сбора газоконденсатной смеси, поступающей от кустов скважин по газопроводам-шлейфам и снижения давления смеси до требуемого значения.

Исходя из разработанной конфигурации газосборной сети пластовый газ поступает в ППА № 3 и № 4 по 6 коллекторам DN 500, кроме того предусмотрен резервный шлейф DN 300.

Пункты переключающей арматуры состоят из двух укрытий типа А, в первом укрытии размещается 4 газовых шлейфов (3 коллектора DN 500, 1 коллектор DN 300), во втором укрытии размещается 3 газовых шлейфов (3 коллектора DN 500).

В составе ППА предусмотрен один резервный газовый коллектор DN 300 для обеспечения возможности работы месторождения без снижения производительности и приема жидкостной пробки в ПУ. Разработанная схема подключения позволяет выполнить вывод из работы любого шлейфа в составе ППА при этом пластовая смесь, поступающая по шлейфу, будет перенаправлена через резервный шлейф в общий газовый коллектор.

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

Пробкоуловитель № 3, № 4

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 400 м^3) пробкоуловителя расчитан на прием и отвод жидкостной пробки объемом до 250 м^3 без контакта зеркала жидкости с поступающей пластовой смесью. 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.

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 установки стабилизации конденсата № 3 (УСК № 3) часть дренажей будет поступать на УСК № 3, а остальная часть на УСК № 1 и УСК № 2.

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

Установка сепарации газа № 3, № 4

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.

Дренажи от сепараторов 304-V-100A,B,C (404-V-100A,B,C) объединяются в один коллектор и 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 установки стабилизации конденсата № 3 (УСК № 3) часть дренажей будет поступать на УСК № 3, а остальная часть на УСК № 1 и УСК № 2.

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

Установка стабилизации конденсата №3,4

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 высококипящих фракций углеводородного конденсата.

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. Установка стабилизации конденсата № 4 предусматривается по решению Заказчика. Технологическая схема работы и оборудование УСК№4 аналогичны УСК№3.

Компрессорная газов стабилизаци № 2

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.

Для компримирования смеси газов предусмотрено три параллельно установленные компрессорные установки поз. 2006-U-100 A,B,C (2 рабочих + 1 резервная). Давление нагнетания компрессоров принято равным давлению газа на выходе из ЗПА.

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 блока.

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

Установка регенерации метанола № 3, № 4

Установка регенерации метанола №3,4 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.

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 %.

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.

Установка подготовки теплоносителя

Назначение системы теплоносителя состоит в подаче тепла потребителям через закрытый контур рециркуляции. Тепло выделяется за счет подогрева теплоносителя в печах.

Всего проектом предусмотрено 5 печей подогрева теплоносителя.

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

1. Установка удаления ртути;
2. Установка регенерации метало №3
3. Установка регенерации метало №4;
4.Установка стабилизации конденсата №3;
5. Установка стабилизации конденсата №4
6. Установка регенерации метало №5
7. Установка регенерации метало №6
8. Теплообменники ОВКВ 2046-Е-201 А, В.

Расходные резервуары метанола с насосной № 2

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).

Метанол к емкостям поступает от установки регенерации метанола №3, 4, 5, 6, а также, от установки регенерации метанола №1, 2.

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.

Емкости дизельного топлива

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

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 шести 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.

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.

Установка подготовки топливного газа

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 подготовки 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.

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.

Азотное хозяйство

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 прредусматривается 5 ресиверов объемом 160 м3 каждый. 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.

Компрессорная воздуха КИП

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

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.

Ресиверы воздуха КИП

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).

Подача воздуха КИП в ресиверы предусмотрена от компрессорной 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).

Для информации о подпитке ресиверов воздуха КИП на ресиверах от КВК предусматриваются датчики давления. При срабатывании сигнализации об аварийно-максимальном давлении происходит автоматическое выключение КВК, при срабатывании

сигнализации об аварийно-минимальном давлении происходит автоматическое включение КВК.

Факельная система

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;

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.

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.

2) факельная система влажного теплого 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.

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.

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.

3.4.6 Контроль, автоматизация, АСУ ТП

Объектами автоматизации стройки "Расширение комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ с учетом полномасштабной разработки юрских и ачимовских залежей" являются объекты основного и вспомогательного производства.

Интегрированная система управления и безопасности (далее по тексту – ИСУБ) является расширением существующей ИСУБ завода Ямал СПГ.

Система предназначается для контроля, управления, противоаварийной защиты технологического процесса, обнаружения пожара, загазованности.

Согласно принятым техническим решениям по автоматизации верхнего уровня, контроль и управление процессами предусматриваются от контроллеров ИСУБ, расположенных децентрализовано в зданиях УРМ №3…6, УСК №3, УСК №4, Аппаратной, КГС №2, блок-боксе АСУ на площадке нВхС, на площадке КОС в здании установки очистки производственно-дождевых сточных вод с выводом сигналов на АРМ оператора.

Некоторые технологические установки, такие как компрессорная газов стабилизации №2 (КГС №2), установка аварийных ДЭС поставляются комплектно с системой автоматического управления. Для обмена данными с ЛСУ, а также внешними устройствами используется резервированная ВОЛС с протоколом обмена Modbus TCP/IP.

Техническими решениями по автоматизации нижнего уровня предполагается оснащение оборудования контрольно-измерительными приборами, запорно-регулирующими исполнительными механизмами.

Выбранный уровень контроля и автоматизации объектов и технологических установок обеспечивает их безаварийную работу без постоянного присутствия обслуживающего персонала непосредственно у технологического оборудования, автоматическую защиту и блокировку технологического оборудования при возникновении предаварийных ситуаций, предупредительную, аварийную и технологическую сигнализацию о состоянии протекающих процессов.

Одновременно с этим предусмотрен необходимый минимум контрольно-измерительных приборов, позволяющих осуществлять местный контроль.

Системы автоматизации, контроля и управления технологическими установками реализованы на базе современных средств КИПиА и микропроцессорной техники производства РФ, совместных предприятий и зарубежных фирм.

Более подробное описание автоматизации нижнего и верхнего уровней согласно этапам строительства приведены в томе 25.011.1-ТР2.1.

3.4.7 Электроснабжение

Основным источником электроснабжения проектируемого объекта в рабочем режиме, является подстанция (ESS-090) 110/35/10 кВ подключенная к существующей газотурбинной электростанции. Данная подстанция расположена на территории завода СПГ. Конструктивно подстанция выполнена в модульном исполнении заводской готовности. Функционально подстанция выполнена в виде отсеков/помещений.

В рамках настоящего проекта, основным источником электроснабжения объектов в рабочем режиме, является понизительная подстанция ПС 35/10 кВ (ESS-530) устанавливаемая на проектируемой площадке нВхС.

В аварийном режиме питание осуществляется на напряжении 10 кВ от дизельных электростанций, установленных на площадке нВхС в первом этапе строительства, в третьем этапе строительства предусматривается установка пяти ДЭС мощностью 2500 кВт каждая на площадке ВХС.

На период 1-го этапа строительства и эксплуатации объекта:

1.1 Основной источник электроснабжения – новая проектируемая ЭСН 112,5 мВт. Точки подключения потребителей электроснабжения:

- ПС 110/35/10 кВ ESS-090, комплектное распределительное устройство 35 кВ 042-SB090-B1: ячейка 042-SB090-B1-A07, номинальный ток выключателя 630 А;

- ПС 110/35/10 кВ ESS-090, комплектное распределительное устройство 35 кВ 042-SB090-B1: ячейка 042-SB090-B1-B07, номинальный ток выключателя 630 А.

1.2 Резервный источник сущ. ПС 110/35/10 кВ ESS-530 располагаемая на территории площадки НВХС.

- ПС 35/10 кВ ESS-530, комплектное распределительное устройство 10 кВ 043-SB530-C1: ячейка 043-SB530-C1-A16, номинальный ток выключателя 630 А.

На период 3-го этапа строительства и эксплуатации объекта:

- резервным источником электроснабжения являются собственные ДЭС в количестве 5 шт располагаемые на территории нВхС.

Распределение электроэнергии осуществляется на напряжении 10 и 0,4 кВ.

Сведения о питающих подстанциях приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.1 – Сведения о питающих подстанциях

Наименование подстанции	Класс напряжения	Месторасположение
ESS-530	35/10 кВ и 10/0,4 кВ	ПС 35/10 кВ.
ESS-547	10/0.4 кВ	Установка регенерации метанола №3.
ESS-543	10/0.4 кВ	Установка регенерации метанола №4
ESS-551	10/0.4 кВ	Аппаратная
ESS-552	10/0.4 кВ	Канализационно-очистные сооружения. КТП10/0.4 ESS-552
ESS-551	10/0.4 кВ	Насосная метанола . КТП10/0.4 ESS-551
ESS-549	10/0.4 кВ	Установка стабилизации конденсата №3.
ESS-550	10/0.4 кВ	Компрессорная газов стабилизации.
ESS-548	10/0.4 кВ	Установка стабилизации конденсата №4.
ESS-546	10/0.4 кВ	Установка регенерации метанола №5.
ESS-542	10/0.4 кВ	Установка регенерации метанола №6.

Основные показатели электроснабжения по потреблению электроэнергии потребителей, которые подключены к главной подстанции ОЗХ (ESS-001), ESS-454, ESS-457 приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.2 - Основные показатели электроснабжения

Наименование	Значение
По объектам площадки нВхС в целом:	23,780 МВА (проектируемая)
- ПС 35/10 кВ ESS-530 (проектируемая, подключение к ESS-090)	23,780 МВА
- Газосборная сеть Крановый узел №7.	0,025 МВА
Напряжения распределения	35 кВ, 10 кВ, 400 В, 400/230 В
Коэффициент мощности (компенсированный) на шинах 0,4 кВ КТП 10/0,4 кВ	0,92

Потребителями электроэнергии крановых узлов являются электроприводы запорной арматуры и электрообогреваемые защитные кожухи для установки датчиков КИП.

Электроснабжение кранового узела № 7 осуществляется кабельной линией 0,4 кВ от существующей КТП 10/0,4 кВ ESS-017. Проектом предусмотрен демонтаж ВЛ 10 кВ к крановому узлу №7 и трансформаторной мачтовой подстанции 10/0,4 кВ ESS-457.

Места расположения крановых узлов и источников электроснабжения приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.3– Источники электроснабжения крановых узлов

Наименование узла	Место размещения	Источник электроснабжения
Крановый узел № 7 Кран: (7,5 кВт)	В районе ответвления газопровода-шлейфа к кустам скважин № 47, 25, 46, 30	Согласно ТУ КТП 10/0,4 кВ ESS-017.

3.4.8 Водоснабжение и водоотведение

Водоснабжение.

Источником водоснабжения потребителей, расположенных на площадке входных сооружений служат раздельные системы водоснабжения всего комплекса СПГ:

- система хозяйственно-питьевого водоснабжения В1(SW);

- система противопожарного водоснабжения В2 (FW).

В связи с тем, что на площадке входных сооружений постоянное присутствие персонала не предусматривается, то система хозяйственно-питьевого водоснабжения проектируется децентрализованной в здании аппаратной, в производственных зданиях установок регенерации метанола (УРМ) № 3-6, в насосной метанола.

Хозяйственно-питьевые нужды обслуживающего персонала на период ремонта и технического обслуживания будут обеспечиваться привозной водой. В здании аппаратной для этих целей предусмотрено помещение санитарного узла и помещение для обогрева.

В здании аппаратной предусмотрено автономное устройство горячего водоснабжения. В качестве источника горячего водоснабжения принят электроводонагреватель, располагаемый в санузле, для обеспечения потребителей горячей водой.

В зданиях УРМ № 3-6 и насосной метанола холодная вода необходима для экстренного смыва метанола с кожи и слизистых оболочек глаз. Для этих целей соответствии с требованиями СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда» в помещениях, где в производственных процессах обращается метанол, предусматривается установка аварийных фонтанов с автоматическим включением.

Привозная вода питьевого качества будет доставляться автоцистерной в полиэтиленовые емкости в зданиях аппаратной, УРМ № 3-6 и насосной метанола, рассчитанные на водообмен в течение 2-х суток. Из емкостей вода в напорном режиме будет подаваться потребителям. Требуемый расход воды на хозяйственно-питьевые нужды составляет 4,595 м^3/сут. Расход воды для смыва метанола периодический и в баланс не включается.

Система противопожарного водоснабжения В2 (FW) проектируемой площадки входных сооружений предназначена для обеспечения производственных и противопожарных нужд проектируемой площадки входных сооружений. Система по степени обеспеченности подачи воды и надежности действия I. Система относится к водопроводу высокого давления (СП 8.13130.2020 п. 6.4). По сети противопожарного водоснабжения В2 (FW) вода подается к пожарным гидрантам, к стационарным установки водяного орошения и на установки пенного пожаротушения.

В точках периодического отбора воды на производственные нужды устанавливаются лимитные шайбы для ограничения расхода воды в трубопроводах и обратные клапаны.

Источником противопожарного водоснабжения проектируемой площадки входных сооружений являются действующие сети противопожарного водоснабжения существующей площадки входных сооружений. Действующие кольцевые сети выполнены из стальных труб Ду 530х10 мм из стали марки 09Г2С по ТУ 14-3Р-1128-2007 с внутренним силикатно-

эмалевым покрытием для технической воды по ТУ 1396-002-17213088-06 и по ГОСТ 10704-91, надземной прокладки, в теплоизоляции с электрообогревом.

Существующая противопожарная система водоснабжения, замкнутая с постоянной циркуляцией воды в трубах со сбросом воды в резервуары противопожарного запаса. Для предотвращения биообрастания, образования отложений солей, снижения коррозионной активности воды применяется обработка воды с использованием технологии комплексонатов – ингибиторов накипеобразования и коррозии.

Химический контроль качества циркуляционной воды проводится не реже 1 раза в месяц. - ОМЧ, КОЕ/см3.

Химический контроль содержания биоцида в циркуляционной воде не производится по причине его быстрого срабатывания. Качество воды оценивается по показателю общего микробного числа (ОМЧ).

Существующая система противопожарного водоснабжения объектов завода СПГ, входных сооружений, резервуаров хранения стабильного конденсата, ДКС выполнена как самостоятельная система, в которую входят насосная противопожарного водоснабжения, резервуары противопожарного запаса воды № 1, № 2 емкостью по 20000 м^3 каждый. В резервуарах емкостью по 20000 м^3 хранится двойной неприкосновенный запас воды в количестве 26210 м^3.

Расчетный расход на пожаротушение действующих площадок составляет:

- площадки входных сооружений - 430,77 л/сек, 4578 м^3,
- площадки завода СПГ- 1271,3 л/сек (574+697,3=1271,3 л/сек), 4578 м^3/ч, 13104,58 м^3,
- площадки ДКС – 135,2 л/с; 1294,2 м^3.

Существующий расход воды на пожаротушение из сети противопожарного водопровода принят из расчета двух одновременных максимальных пожаров на объекте комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата (КПСГ):

- одного пожара в производственной зоне с расчетным расходом 574 л/с, в том числе на площадке входных сооружений с расчетным расходом 430,77 л/с;
- второго пожара – в зоне резервуаров хранения стабильного конденсата с расчетным расходом 697,3 л/с.

Наружное пожаротушение проектируемой площадки входных сооружений предусматривается от проектируемых сертифицированных пожарных наземных блоков пожарных гидрантов с электрообогревом БПГЭ-530 по ТУ 8024-001-59407620-2004, устанавливаемых на сети. Конструкция представляет собой защищенное металлическое укрытие с размещением внутри него гидравлическим и электрическим оборудованием. В БПГЭ предусмотрены кнопки дистанционного пуска пожарных насосов. Для защиты БПГЭ от

замерзания применяется обогрев наружной поверхности трубопроводов и задвижек греющим кабелем. Для сохранения, выделяемого греющим кабелем тепла применяется теплоизоляция. В местах установки наземных гидрантов предусматриваются площадки для подъезда пожарного автомобиля. Около наземных гидрантов устанавливаются таблички с надписью флуоресцентной краской с указанием обозначения пожарного гидранта.

БПГ устанавливаются вдоль автомобильных дорог на расстоянии не более 2,5 м от края проезжей части, но не ближе 5 м от стен зданий.

Согласно п. 7.3.1 СП 231.1311500.2015 каждый БПГ комплектуется:

- четырьмя напорными патрубками Ø80 мм с установкой запорно-регулирующей арматуры внутри и снаружи блока (для подключения пожарных стволов);

- восемь пожарных рукавов, длиной 20 м каждый, диаметром 77 мм.

Для снижения давления патрубки Ø80 мм оборудуются регуляторами давления типа "после себя", обеспечивающими давление не более 1,0 МПа.

Защита наружного технологического оборудования и емкостей, размещаемых в обвалованиях, предусматривается для:

- емкостей расходных дизельного топлива
- емкостей установки стабилизации конденсата
- емкостей метанола
-емкостей факельного сепаратора
- емкостей факельного хозяйства высокого давления №2.

Рассматривается аварийная ситуация разгерметизации емкости с выливом легко воспламеняющейся жидкости (ЛВЖ) или горючей жидкости (ГЖ) и последующим воспламенением. Тушение пожара в обваловании в соответствии с п. 13.2.6 СП 155.13130.2014 предусматривается передвижной пожарной техникой, подключаемой к БПГ. В качестве огнетушащего средства предусмотрена пена средней кратности. Для тушения применяются переносные пеногенераторы, подающие раствор пенообразователя.

Охлаждение емкостей предусматривается при помощи дренчерных оросителей, расположенных на стационарной системе орошения технологических емкостей. Система орошения поставляется комплектно с емкостями. Охлаждение емкостей, расположенных группой в обваловании, предусматривается для горящей емкости и половинки соседних.

Стационарная система охлаждения через задвижку подключается к сети противопожарного водопровода, на котором устанавливаются БПГ. Запуск стационарной системы охлаждения предусматривается путем открытия задвижки одним человеком прибывающего пожарного подразделения.

Расчетный расход на противопожарное водоснабжение проектируемой площадки входных сооружений определен из условия максимальных расходов для внутреннего,

наружного пожаротушения зданий. Наибольший расход принят для каждого здания УРМ №3-6 и составляет:

- на внутреннее пожаротушение здания – 5 л/сек, 18 м3/ч, 18 м3;
- на наружное пожаротушение здания – 20 л/сек, 72 м^3/ч, 216 м^3;
- на стационарную систему водяного орошения колонных аппаратов внутри здания – 43,68 л/сек; 157,25 м^3/ч, 196,56 м^3;
- на пенное пожаротушение (внутри здания) - 352 л/сек, 633,6 м^3/ч, 675 м^3.

Итого расход на пожаротушение здания 420,68 л/с, 1105,56 м^3.

Расчетный расход на защиту наружного оборудования зданий УРМ №3-6 (дренажной емкости метанола объемом 100 м^3 и аварийной емкости объемом 12,5 м^3, расположенных в одном обваловании) составляет:

- на тушение в обваловании 29,1 л/с, 78,57 м^3;

- на охлаждение дренажной емкости и половины аварийной емкости стационарной системой орошения 31,52+7,11=38,63 л/с, 680,83+153,58=834,41 м^3.

Итого расход на защиту наружного оборудования здания 67,73 л/с, 912,98 м^3.

Расчетный расход для *установки регенерации метанола* и наружного оборудования УРМ на нужды пожаротушения составляет:

$Q_{пож}$=420,68+67,73=488,41 л/сек

Требуемый объем воды составляет 1105,56+912,98 =2018.54 м^3. Принимаем 2019 м^3.

Таким образом, расчетные параметры пожаротушения проектируемой площадки входных сооружений не превышают принятых параметров пожаротушения для существующих объектов и обеспечиваются существующими сооружениями водоснабжения.

На площадке проектируемых входных сооружений требуемый напор и расход в сети противопожарного водоснабжения обеспечивается насосным оборудованием, установленным в существующей насосной противопожарного водоснабжения.

В насосной установлены:

- насосы противопожарного водоснабжения 600x400 KBSD M112SF (4 рабочих, 1 резервный) с характеристиками Q=1550 м^3/час, H=1,50 МПа, N=900 квт.

- насосы циркуляции воды А32-125 О (2 рабочих, 2 резервных) с характеристиками Q=432 м^3/час, H=1,00 МПа, предназначенные для циркуляции воды в противопожарных трубопроводах В2, с возвратом воды по трубопроводу В2ц и сбросом в пожарные резервуары V=20000 м^3 079-Т-001А, В (2 штуки), размещенные рядом с насосной станцией.

Существующие пожарные насосы запускаются:

- автоматически:

а) при подтверждении обнаружения пожара и от датчиков низких температур, предназначенных для обнаружения проливов жидких углеводородов;

в) по сигналу низкого давления в кольцевом противопожарном водопроводе;

- вручную:

а) из операторных КПСГ, а также из пожарной станции;

б) со щита управления насосом в насосной (включение только отдельных насосов);

в) от кнопок у БПГ.

Для защиты противопожарных трубопроводов, арматуры и насосов от максимальных скачков давления при гидроударах, возникающих в противопожарных трубопроводах, в насосной установлены клапаны аварийного сброса давления со сбросом воды в резервуары пожарного запаса воды.

Проектируемые наружные кольцевые сети противопожарного водоснабжения проектируемой площадки входных сооружений предусматриваются из стальных труб диаметром 530х10 мм из стали марки 09Г2С по ГОСТ 10704-91 с внутренним силикатно-эмалевым покрытием для технической воды по ТУ 1396-002-17213088-06, надземной прокладки, в теплоизоляции, с электрообогревом как для ответственного потребителя с категорией надежности электроснабжения 1 особая.

Для обеспечения функционирования системы протвопожарного водоснабжения в зданиях в аварийном режиме (“Black-Out) предусмотрен гарантированный электрообогрев участков трубопроводов противопожарного водопровода в технологических помещениях. Прокладка труб выполняется в теплоизоляции трубками из вспененного каучука "K-FLEX" марки ST по ТУ 2535-001-75218277-05 толщиной 9 мм. На вводах предусматривается установка запорной арматуры.

Конфигурация трубопроводов выбирается с учетом обеспечения самокомпенсации температурных деформаций за счет поворотов и изгибов трассы, в также пространственных компенсаторов (П, Г и Z-образных).

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

Внутренние сети производственного и противопожарного водопровода предусмотрены Ø 80х4, Ø 65х4, Ø 50х3,5, Ø 25х3,2 из стальных труб по ГОСТ 3262-75. На сети противопожарного водопровода предусматривается установка пожарных кранов. Количество, расстановка внутренних пожарных кранов выполнена в наиболее доступных местах с условием обеспечения орошения каждой точки помещения не менее чем двумя струями расчетного расхода (пп. 6.1.13, 6.2.1, 6.2.2 СП 10.13130.2020). Давление у пожарных кранов обеспечивают получение компактных пожарных струй высотой, необходимой для тушения пожара в самой высокой и удаленной части здания. Пожарные краны типа ПК-с

комплектуются пожарными запорными клапанами, рукавами, соединительными головками, ручными пожарными стволами. В пожарных шкафчиках предусмотрено размещение переносных огнетушителей (ГОСТ Р51844-2009 п.4.10). Шкафчики имеют отверстия для естественной вентиляции согласно (ГОСТ Р51844-2009 п.5.3). Пожарное оборудование сертифицировано.

Пожарные запорные краны (клапаны) устанавливаются на высоте (1,20±0,15) м от уровня пола (2020 п. 6.2.5 СП 10.13130.). Между пожарным клапаном и соединительной головкой предусматривается установка диафрагмы (п.7.5 СП 10.13130.2020).

Проектирование внутренних и наружных сетей противопожарного водоснабжения предусмотрено по этапам в соответствии с этапностью строительства зданий.

Тепловая изоляция трубопроводов выполняется в соответствии с требованиями СП 61.13330.2012. В качестве тепловой изоляции применяются маты минераловатные прошивные в обкладках из металлической сетки № 12-1,2 с 2-х сторон марки 125* ГОСТ 21880-2022 (*К=1,24). Покровный слой из листа оцинкованного по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5-1 мм. Перед монтажом кабеля электрообогрева и тепловой изоляции выполняется антикоррозионная защита трубопроводов.

На сети устанавливается спускная арматура под приварку общепромышленного назначения исполнения ХЛ1 в пониженном месте возле арматурного узла – для выпуска воды и в повышенном месте в конце проектируемой эстакады – устройство для впуска/выпуска воздуха. Теплоизоляция арматуры на эстакаде предусматривается в термочехлах с быстроразъёмными соединениями.

Согласно п. 11.14, 11.15 СП 31.13330.2021 опорожнение сетей осуществляется в передвижную тару с последующей откачкой автоцистернами и вывозом на площадку КОС.

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

Согласно п.11.22 СП 31.13330.2021 трубопроводы водоснабжения подвергаются испытаниям на прочность и герметичность. Способ испытания – гидравлический.

Водоотведение.

Проектной документацией предусматривается обеспечение системами водоотведения проектируемых объектов площадки.

На проектируемых площадках предусматриваются раздельные системы бытовой, производственно-дождевой канализацией, объединенной с химически загрязненными водами.

Система сбора бытовых сточных вод К1

Система бытовых сточных вод запроектирована для приема сточных вод от санитарно-технических приборов здания Аппаратной в емкость бытовых сточных вод V=5 м^3 с последующим вывозом на существующую площадку КОС в сливную станцию

бытовых сточных вод для дальнейшей очистки на действующей установке очистке бытовых сточных вод “КОС-1500” производительностью 1500 м^3/сут, с доведением показателей качества очищенной воды до нормативов сброса в водоемы рыбохозяйственного назначения.

Система сбора дождевых сточных вод

На проектируемых площадках предусмотрена полураздельная система канализации с поверхностным отводом дождевых сточных вод (п.7.1.9 СП 32.13330.2018). Коллекторная система подземной дождевой канализации не предусматривается.

Для отвода дождевых и талых вод с проектируемых площадок приняты следующие решения:

- для незагрязненных дождевых и талых сточных вод предусматривается поверхностный отвод по спланированной территории за пределы объекта;

- для дождевых и талых вод с обордюренных (обвалованных) площадок с технологическим и емкостным оборудованием, дождевые и талые сточные воды с возможным потенциальным загрязнением углеводородными соединениями предусматривается отвод в систему производственно-дождевой канализации, с последующей очисткой и закачкой в поглощающие горизонты. Эти воды относятся к водам, использованным для собственных производственных и технологических нужд.

Данное решение не противоречит требованиям п.7.1.9 и п 12.3.1.5 СП 32.13330.2018.

Система сбора производственно-дождевых сточных вод

В систему производственно-дождевой канализации проектируемых объектов расширения Входных сооружений поступают:

- загрязненные дождевые и талые сточные воды, образующиеся на обордюренных площадках с технологическим оборудованием;

- производственные сточные воды от пропарок, промывок и гидроиспытаний технологического оборудования в периодическом режиме;

- производственные сточные воды от блок-боксов, зданий в нормальном режиме;

- сточные воды после использования системы водяного пожаротушения.

На площадке входных сооружений при технологическом процессе образуется кубовая вода (после установок регенерации метанола), которая в напорном режиме поступает в резервуары-усреднители производственно-дождевых сточных вод и далее совместно с производственно-дождевыми сточными водами площадки Входных сооружений (расширение) поступает на очистку.

На проектируемых площадках сбор загрязненных сточных вод осуществляется с территории обордюренных площадок, на которых расположено технологическое оборудование, содержащее сжиженные углеводородные газы, легковоспламеняющиеся и

горючие жидкости. Территория обордюренных площадок предусматривается с устройством водонепроницаемого покрытия.

Бетонное каре для установки наружного технологического оборудования, с возможным проливом продукта, оборудовано дождеприемником с решеткой, который предназначен для сбора и отведения из каре, поверхностного дождевого и талого стока. В следующем колодце, после дождеприемника, устанавливаются разделительные задвижки, оборудованные колонками управления задвижками с поверхности земли. Нормальное положение задвижек - закрытое. Выпуск дождевых, талых вод осуществляется путем их кратковременного открытия после определения содержания количества углеводородных продуктов в них. Сброс в канализацию разлившегося продукта запрещается. В случае пролива большего объема продукта, его собирают в мокрый колодец и затем откачивают передвижной техникой. Данная система предотвращает попадание технологического продукта в систему канализации даже в аварийной ситуации.

По самотечным сетям сточные воды направляются в размещенные вблизи подземные Емкости сбора производственно-дождевых сточных вод №1….10 с насосами, откуда подаются на очистку на Канализационные очистные сооружения.

Сточные воды 1 этапа строительства до ввода в эксплуатацию во 2 этапе объектов расширения Канализационных очистных сооружений (2029 год), направляются в существующие Резервуары химически загрязненных сточных вод V=2000 м^3 №1, №2 (064-Т-002А/В) и далее на очистку в Установку очистки химически загрязненных сточных вод "КОС-2450" и закачку в поглощающие горизонты совместно с очищенными стоками существующих объектов завода СПГ на Участок закачки сточных вод в пласт в существующие поглощающие скважины №№ 1ПС÷4ПС.

После ввода в эксплуатацию объектов 2 очереди строительства, производственно-дождевые сточные воды направляются в Резервуары-усреднители производственно-дождевых сточных вод V=2000 м^3 №1 2064-Т-001А, №2 2064-Т-001В, №3 2064-Т-001С с мешалками, откуда поступают в Установку очистки производственно-дождевых сточных вод 2064-U-100.

Установка очистки производственно-дождевых сточных вод 2064-U-100 предназначена для очистки производственных, потенциально загрязненных дождевых и талых сточных вод, а также сточных вод после пожаротушения образующихся в процессе производства на проектируемой площадке размещения объектов расширения Входных сооружений. Степень очистки заключается в доведении показателей качества очищенных сточных вод до нормативов качества, позволяющих закачивать сточные воды в поглощающие горизонты в соответствии с требованиями "ПАО НОВАТЭК", приведенными в СТО 33556474-002-2025.

По типу технологического процесса установка очистки относится к физико-химическому способу очистки, с последующей доочисткой механическим способом на фильтрах.

Установка очистки производственно-дождевых сточных вод (2064-U-100) выполнена как отдельно стоящее здание блочно-контейнерного исполнения с крупногабаритным оборудованием.

Производительность установки очистки в номинальном режиме составляет 3600 м³/сут – 3 линии по 1200 м3/сут, принята из условия очистки смеси производственно-дождевых сточных вод и ВМС.

Очищенные производственно-дождевые сточные воды поступают в резервуары очищенных сточных вод V=2000 м^3 № 1 2064-Т-002А, № 2 2064-Т-002В, №3 2064-Т-002С. Далее сточные воды Станцией насосной перекачки очищенных сточных вод подаются в трубопровод подачи очищенных химически-загрязненных сточных вод (К7.4Н) существующей площадки КОС для подачи в Резервуары очищенных сточных вод V=2000 м^3 №1 066-Т-001А , №2 066-Т-001В и дальнейшей закачки в поглощающие горизонты насосами 066-Р-001А÷ 066-Р-001F существующей насосной станции на Участок закачки сточных вод в пласт в существующие поглощающие скважины №№ 1ПС÷4ПС.

В соответствии Законом РФ «О недрах» от 21.02.1992 (в действующей редакции) в поглощающие горизонт подлежат закачке воды, использованные для собственных производственных и технологических нужд. Очищенные производственные (химнефтезагрязненные), производственно-дождевые, бытовые и талые сточные воды являются водами, использованными для собственных производственных и технологических нужд.

Качество вод должно соответствовать требованиям, с доведением показателей до нормативов, позволяющих закачивать воды в поглощающие горизонты и исключающие негативные процессы, связанные с их кольматацией, отложением солей и развитием микроорганизмов.

При условии соблюдения качества очистки, воды использованные для собственных производственных и технологических нужд по своему химическому составу, в частности по солесодержанию и РН должны быть максимально приближены к качеству пластовой воды.

Показатели качества очищенных вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд перед их закачкой в пласт соответствуют нормативам качества, позволяющих закачивать стоки в поглощающие горизонты, в соответствии с требованиями СТО "НОВАТЭК" 33556474-002-2025.

Уловленные нефтепродукты и флотопена, которая образуется после очистки стоков от Установки очистки производственно-дождевых сточных вод 2064-U-100 и уловленные нефтепродукты, которые собираются скиммерами в Резервуарах-усреднителях

производственно-дождевых сточных вод V=2000 м^3 №№1,2,3 (2064-Т-001А/В/С) поступают в Емкость уловленных нефтепродуктов 10 м^3 2063-V-012 без насоса . Уловленные нефтепродукты поступают далее в передвижной накопитель с последующей утилизацией на полигон ТК, С и ПО.

Расчетный объем загрязненных дождевых и талых сточных вод равен – 161.2 м^3/сут, 1328,5 м^3/год.

Расчетный объем очищенных сточных вод от проектируемых объектов для закачки в поглощающие горизонты на полное развитие составит ориентировочно не более 5900 м^3/сут.

Полигон поглощающих скважин

В настоящее время на месторождении функционирует 4 существующие поглощающие скважины – №№1ПС, 2ПС, 3ПС, 4ПС.

Промышленное размещение осуществляется на основании «Технического проекта промышленной эксплуатации полигона размещения попутных вод и вод, используемых пользователем недр для собственных производственных и технологических нужд на Южно-Тамбейском ГКМ», согласованного протоколом ЦКР Роснедр по МПВ и ПС №40-23/ПС от 15.05.2023 (Прил.3) и изменениям к техническому проекту. Согласованные протоколом ЦКР Роснедр по МПВ и ПС №02-25/ПС от 10.02.2025.

В 2025 году ОАО «Ямал СПГ» принято решение о расширении действующего участка размещения и увеличении объемов размещения попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд.

Для решения геологических задач планируется выполнение работ в три этапа. Сроки выполнения работ по расширению участка размещения рассчитаны до 2041 года.

1 этап. Мероприятия по увеличению приемистости существующего фонда поглощающих скважин.

В рамках данного этапа планируются геофизические исследования для оценки технического состояния скважин; мероприятия по переопрессовке поглощающих скважин с целью подтверждения проектных нагрузок до 1500 м3/сут; режимные наблюдения; гидрохимическое опробование.

2 этап. Строительство и обустройство 3 скважин: 2 поглощающих и 1 наблюдательной.

В рамках данного этапа предусмотрено строительство и обустройство поглощающих и наблюдательной скважин на марресалинский горизонт; мероприятия по опрессовке скважин до 180 атм; комплексное обследование территории участка размещения и оценка технического состояния и оборудования скважин; опытно-фильтрационные работы с целью подтверждения проектных нагрузок до 1500 м3/сут; гидродинамические исследования с

целью уточнения характеристик объекта эксплуатации; режимные наблюдения; гидрохимическое опробование.

3 этап. Строительство и обустройство 5 поглощающих скважин.

В рамках данного этапа предусмотрено строительство и обустройство пяти поглощающих скважин на марресалинский горизонт; мероприятия по опрессовке скважин до 180 атм; комплексное обследование территории участка размещения и оценка технического состояния и оборудования скважин; опытно-фильтрационные работы с целью подтверждения проектных нагрузок до 1500 м3/сут; режимные наблюдения; гидрохимическое опробование.

Подача очищенной воды, использованной для собственных производственных и технологических нужд на поглощающие скважины осуществляется из Резервуаров очищенных сточных вод №1 066-Т-001А , №2 066-Т-001В насосами 066-Р-001А÷ 066-Р-001F существующей насосной станцией. Для подачи очищенной воды, использованной для собственных производственных и технологических нужд предусмотрено две напорные линии на площадку поглощающих скважин и по одной напорной линии к каждой скважине.

Основные трубопроводы запроектированы надземно в заводской ППУ изоляции 273х18 мм из труб стальных бесшовных хладостойких для газопроводов, газлифтных систем добычи нефти и обустройства газовых месторождений по ТУ 14-3Р-1128-2007 ст.09Г2С с устройством электрообогрева из двух труб Ø32х3 по ГОСТ 8734-75 в пенополиуретановой изоляции с оцинкованным покрытием.

Компенсация температурных расширений решена за счет углов поворотов и П-образных компенсаторов.

Монтаж трубопроводов к строящимся скважинам осуществляется поэтапно:

2 этап строительства – обвязка скважины №№ 5,6 поглощающие, №7- резервно-наблюдательная;

5 этап строительства – обвязка скважин №№8, 9, 10, 11, 12.

Во втором этапе предусмотрено подключение двух напорных трубопроводов для обвязки скважин №№ 5, 6. В пятом этапе строительства предусмотрено подключение скважины №№ 8, 9, 10, 11, 12.

При монтаже 2 и 5 этапа строительства на основании п. 5.2.1.3 ПБ 08-37-93 "Правила безопасности при геологоразведочных работах" выполняется демонтаж с последующим монтажом соответствующего участка существующей сети К17Н.

Прокладка канализационных сетей.

Сети проектируются как подземной, так и надземной прокладки.

Учитывая северные климатические условия и расположение проектируемого объекта в условиях многолетнемерзлых пород, прокладка подземных сетей канализации

предусматривается только в случаях, когда надземная прокладка не возможна или технически не целесообразна.

Прокладка подземных самотечных сетей канализации предусмотрена с учетом глубины промерзания с наименьшей глубиной заложения лотков трубопроводов 1,2 м из стальных труб ГОСТ 10704-91, сталь марки 09Г2С (низколегированная) полной заводской готовности, с внутренним и наружным антикоррозионными покрытиями, в тепловой изоляции из пенополиуретана, с защитной оболочкой из стального листа с полиэтиленовым покрытием и электрообогревом. Материал труб принят с учетом минимизации разрушающего действия сточных вод на материал труб, для прокладки трубопроводов в вечномерзлых грунтах и сохранения основания под трубопроводы в вечномерзлом состоянии в соответствии с требованиями СП 32.13330.2018.

Согласно п.12.3.1.11 СП 32.13330.2018 минимальное расстояние до первого колодца от здания не менее 10 м. Выпуски из зданий, арматура в колодцах выполняются с регулируемым электрообогревом.

Надземная прокладка канализации запроектирована на опорах и выполняется из стальных труб по ТУ 14-3Р-1128-2007 09Г2С (низколегированная сталь, с пониженной коррозией) с внутренним и наружным антикоррозионным покрытием, в теплоизоляции матами МП(МС)-125-3000.500.120 по ГОСТ 21880-2022 (к = 1,24) (δ = 120 мм), с покровным слоем из стали тонколистовой оцинкованной б = 0,5 мм по ГОСТ 14918-2020 и электрообогревом.

3.4.9 Отопление, вентиляция, кондиционирование

В качестве источника тепловой энергии для систем отопления и вентиляции проектируемых зданий приняты технологические печи в составе установки подогрева теплоносителя.

В качестве теплоносителя для системы ОВКВ принят 60% раствор этиленгликоля. Расчетная тепловая нагрузка потребителей ОВКВ – 35 МВт. Согласно ТЗ на проектирование, при аварии в энергосистеме Завода СПГ (black out) в качестве аварийного источника теплоснабжения для ответственных потребителей системы ОВКВ (системы, обеспечивающие подпор воздуха) предусматривается блочно-модульная котельная мощностью 10,0 МВт.

Технические решения по отоплению для всех помещений проектируемых зданий приняты с учетом того, что все помещения предназначены для периодического (не более 2 часов) пребывания людей. В проектируемых зданиях не предусматривается наличие постоянных рабочих мест.

Расчетная температура внутреннего воздуха в производственных помещениях с временным пребыванием людей (менее 2-х часов в смену) принята плюс 10°С, во вспомогательных – плюс 16…25°С.

Для электропомещений температура внутреннего воздуха принята не менее плюс 10°С и не более плюс 35°С.

Для помещений аппаратных (помещений управления технологическими процессами) допустимый температурный диапазон – от плюс 18°С до плюс 30°С, оптимальный температурный диапазон – от плюс 22°С до плюс 24°С. Влажность воздуха 40-60 % при оптимальных условиях микроклимата.

Системы отопления зданий обеспечивают нормируемую температуру внутреннего воздуха в помещениях с учетом потерь тепла через строительные конструкции и тепла, уносимого вытяжной вентиляцией, не восполняемого подогретым приточным воздухом.

Технические решения по системам вентиляции и кондиционирования воздуха для всех помещений приняты с учетом того, что все помещения предназначены для периодического (не более 2 часов) пребывания людей. В проектируемых зданиях не предусматривается наличие постоянных рабочих мест.

Системы вентиляции и кондиционирования воздуха предусмотрены для обеспечения допустимых метеорологических условий и чистоты воздуха в обслуживаемой или рабочей зоне помещений проектируемых зданий и блок-боксов.

Воздухообмен, достаточный для поддержания в обслуживаемых зонах помещений необходимого количества и качества воздуха, обеспечивается системами вентиляции путем подачи подогретого наружного воздуха и удаления воздуха, ассимилировавшего загрязняющие вещества и излишние тепловыделения в помещениях.

Подробное описание принятых решений по системам ОВКВ приведено в томах 5.4.1, 5.4.2, 5.4.3.

Потребители пара отсутствуют.

3.4.10 Технологическая связь

В соответствии с Заданием на проектирование объекта "Расширение комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ с учетом полномасштабной разработки юрских и ачимовских залежей" (далее – Расширение КПСГ ЮТ ГКМ) на проектируемой площадке расширения КПСГ ЮТ ГКМ предусматривается комплекс оборудования технологической связи, включающий в себя следующие виды систем и сетей технологической связи:

- сегмент сетей технологической телефонной связи Завода ЯСПГ и прямой связи с диспетчером пожарного депо на территории площадки Расширение КПСГ ЮТ ГКМ на базе

технологии VoIP с использованием в качестве транспортной среды сетевых ресурсов проектируемого сегмента ЛВС технологической связи проектируемой площадки;

- сегмент сети производственной диспетчерской громкоговорящей связи, общего оповещения и радиофикации (ГС/ОО, PA/GA) проектируемых объектов рассматриваемой производственной зоны;

- сегмент сети системы производственного технологического видеонаблюдения (СТВН) Завода ЯСПГ;

- сегмент сети подвижной транкинговой УКВ-радиосвязи стандарта TETRA, как расширение парка абонентских радиостанций и установки дополнительных ретрансляторов действующей сети транкинговой радиосвязи стандарта TETRA ЮТ ГКМ;

- сегмент локальной системы оповещения ГОЧС (ЛСО) руководства и технического персонала, объектовых подразделений службы гражданской обороны предприятия (ГОЧС) об угрозе возникновения и (или) возникновении чрезвычайной ситуации;

- сегмент системы дистанционного мониторинга, управления и эксплуатации телекоммуникационного оборудования (контроля состояния телекоммуникационных шкафов, TMS);

- сегмент сети часофикации и синхронизации времени технологических и административно-эксплуатационных объектов проектируемой площадки Расширение КПСГ ЮТ ГКМ;

- сегмент распределенной локальной вычислительной сети технологической связи (ЛВС ТС), включающий в себя на разных уровнях построения комплекс активного каналообразующего, сетевого, коммутационного, распределительного оборудования передачи данных, а также внутридомовые структурированные кабельные системы (СКС) и внутриплощадочные подключающие кабельные линии связи (КЛС);

- внутриплощадочная сеть резервированных ВОЛС для организации каналов подключения периферийного оборудования систем АСУ, сигнализации, КИТСО и технологической связи в зданиях Установка регенерации метанола №№3-6 (поз.I41, I59, I96, I97 по ГП), Установка стабилизации конденсата №№3, 4 (поз.I86, I95 по ГП), Компрессорная газов стабилизации №2 (поз.I87.1 по ГП), Насосная метанола (поз.I79 по ГП), Подстанция 35/10кВ (поз.I63 по ГП), Установка очистки производственно-дождевых сточных вод (поз.22 по ГП) к опорному оборудованию указанных систем в Аппаратной (поз.I51 по ГП) Расширения КПСГ ЮТ ГКМ;

- магистральная (внеплощадочная) резервированная подключающая ВОЛС "Площадка расширения КПСГ – Админзона завода СПГ" на участке от здания Аппаратной (поз.I51 по ГП) до здания Центральной Операторной Админзоны Завода СПГ для интеграции проектируемого сегмента распределенной ЛВС площадки Расширения КПСГ ЮТ ГКМ в

единую высокоскоростную транспортную сеть передачи данных производственной зоны Завода ЯСПГ.

Подробно технические решения по организации вышеперечисленных систем и сетей технологической связи представлены в томе 5.5.1 "Сети связи" (шифр 25.011.1-ИОС5, 3200-PDO-05510-UNGG-R) в составе настоящей ПД.

3.4.11 Основные показатели по генеральным планам

Проектируемые объекты расположены на отведенных земельных участках на которые оформлены градостроительные планы и договоры аренды, приведенные в томе 1.2.2.

Основные показатели по генеральным планам приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.4 – Основные показатели по генеральным планам

Наименование показателя	Ед. изм.	Наименование площадки			
		Входные сооружения (расширение)	Входные сооружения (расширение). Факел	Канализационные очистные сооружения (расширение)	Полигон по закачке промстоков в пласт (расширение)
Площадь в ограждении	м^2	218800	41240	33900	8500
Площадь застройки	м^2	80950	400	4300	150
Плотность застройки	%	37	0.97	12.68	1.76
Площадь автопроездов и площадок	м^2	31500	1300	4000	2000
Площадь тротуаров	м^2	1000	20	250	-
Площадь укрепления незастроенной территории	м^2	105350	39520	25350	6350

3.4.12 Автомобильные дороги

В соответствии со статьей 4 Федерального закона от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ проектируемые автомобильные дороги имеют следующие идентификационные признаки:

- относятся к объектам транспортной инфраструктуры, предназначены только для внутренних перевозок, связанных со строительством, обустройством и эксплуатацией проектируемых площадок в составе объекта;
- не являются опасными производственными объектами (статья 2 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ);
- категория по пожарной и взрывопожарной опасности не нормируется (статья 27 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ);
- помещений с постоянным пребыванием людей нет;
- относятся к сооружениям с нормальным уровнем ответственности.

Категории проектируемых автомобильных дорог приняты в соответствии с классификацией по данным в таблице 7.1 СП 37.13330.2012.

Перечень проектируемых автодорог приведен в таблице 3.10.

Таблица 3.5 – Перечень проектируемых автодорог

Наименование дороги	Классификация по п. 7.2.2 СП 37.13330.2012			Категория дороги
	По месту расположения	По назначению	По срокам использования	
Автомобильная дорога №1	Межплощадочная	Основная	Постоянная	II-н
Автомобильная дорога №2	Межплощадочная	Основная	Постоянная	II-н
Автомобильная дорога №3	Межплощадочная	Основная	Постоянная	II-н
Автомобильная дорога №1 к КУ на км 0	Межплощадочная	Второстепенная	Постоянная	IV-н
Автомобильная дорога №2 к КУ на км 0	Межплощадочная	Второстепенная	Постоянная	IV-н
Автомобильная дорога №3 к КУ на км 0	Межплощадочная	Второстепенная	Постоянная	IV-н
Автомобильная дорога к факелу	Межплощадочная	Второстепенная	Постоянная	IV-н

Протяжённость автомобильных дорог приведена в таблице 3.11.

Таблица 3.6 – Протяжённость автомобильных дорог

Наименование дороги	Протяженность, км
Автомобильная дорога №1	0,06824
Автомобильная дорога №2	0,06824
Автомобильная дорога №3	0,36779
Автомобильная дорога №1 к КУ на км 0	0,66514
Автомобильная дорога №2 к КУ на км 0	0,73234
Автомобильная дорога №3 к КУ на км 0	0,09998
Автомобильная дорога к факелу	0,0715
Всего:	**2,07323**

Максимальный объём перевозок предполагается на начальной стадии эксплуатации автомобильных дорог – при строительстве и обустройстве площадок в составе объекта.

Основные параметры автомобильных дорог в соответствии с установленной категорией представлены в таблице 3.12.

Таблица 3.7 – Параметры автомобильных дорог

Наименование параметра	Показатели	
Категория дороги	II-н	IV-н
Расчётный объём перевозок нетто, млн. т/год	от 0,14 до 0,35	Не нормируется
Число полос движения	2	1
Ширина проезжей части, м	5,5	3,5
Ширина обочины, м	1,5	1,0
Расчётная скорость движения, км/ч	60	30
Наибольший продольный уклон, ‰	70	100
Расстояния видимости, м:		
- поверхности дороги	125	50
- встречного автомобиля	250	100
Наименьшие радиусы кривых, м:		
- в плане	150	50
- в профиле выпуклых	3100	500
- в профиле вогнутых	1900	430
Максимальная величина алгебраической разности смежных уклонов без сопряжения вертикальными кривыми, ‰	9	29

Тип дорожной одежды, вид покрытия	Капитальный Ж. б. плиты ПДН на слое геотекстиля нетканного	Низший Грунтощебёночная смесь марки С1 на слое вязаной плоской георешётки
Параметры расчётного автомобиля:		
- ширина, м	2,5	
- длина, м (грузового автомобиля / автопоезда)	12 / 16,50	
- расстояние от переднего бампера до задней оси автомобиля или автопоезда, м	до 7 м – для грузового автомобиля до 11 м – для автопоезда	
- минимальный радиус поворота, (грузового автомобиля / автопоезда), м	11,1 / 9,70	

4 Потребность в основных видах ресурсов

4.1 Общие сведения

Для обеспечения нормального технологического процесса применяются следующие вспомогательные вещества и реагенты: воздух КИП, воздух технический, азот, топливный газ, теплоноситель DOWTHERM Q или аналог, метанол.

Воздух КИП

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

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

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.

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 4.1.1.

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 4.1.2…4.1.5.

Таблица 4.1.1– 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 4.1.2 – Параметры воздуха КИП

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

Таблица 4.1.3– Параметры воздуха технического

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

Таблица 4.1.4 – 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 4.1.5– 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

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.

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 4.1.6.

Таблица 4.1.6– 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

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 4.1.7. 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 4.1.7– 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	$3 \cdot 10^{-5}$

	Наименование показателя	Норма для марки "А"
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 4.1.8 и 4.1.9.

Таблица 4.1.8– 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 4.1.9– 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

4.2 Сведения об использовании возобновляемых источников энергии и вторичных энергетических ресурсов

В качестве источника тепловой энергии для систем отопления и вентиляции проектируемых зданий принята система утилизации действующего завода СПГ.

5 Комплексное использование сырья, вторичных ресурсов, отходов производства

Для комплексного использования сырья, вторичных ресурсов проектной документацией предусматривается ряд мероприятий:

- применение герметичного технологического оборудования, запорно-регулирующей и предохранительной арматуры;
- оснащение технологического оборудования средствами контроля, автоматики;
- применение теплоизоляции из негорючих материалов оборудования, арматуры и трубопроводов;
- применение современного энергосберегающего оборудования и материалов.

6 Сведения о численности работников и их профессионально-квалификационном составе

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.

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 6.1.

Таблица 6.1 - 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

№ п/п	Подразделение, должность	Группа производственных процессов	Всего	1 вахта			2 вахта			Рабочее место
				День	Ночь	Итого	День	Ночь	Итого	
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									
	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

№ п/п	Подразделение, должность	Группа производственных процессов	Всего	1 вахта			2 вахта			Рабочее место
				День	Ночь	Итого	День	Ночь	Итого	
	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									
	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.

7 Сведения о разработке специальных технических условий, обоснования безопасности

Проектирование объектов выполнено с учетом положений Специальных технических условий (СТУ) на проектирование и строительство:

- Специальные технические условия на проектирование и строительство свайных фундаментов объекта (копия приведена в томе 1.2.1).
- Обосновывающий отчет о соответствии требованиям безопасности согласно положениям пункта 6 Статьи 15 Федерального Закона от 30.12.2009 № 384–ФЗ на проектирование и строительство объекта (копия Изменения № 1 приведена в томе 1.2.1).

8 Эколого-экономические показатели

В результате проведенной эколого-экономической оценки охраны окружающей среды определены показатели, которые представлены в томе 8.1 25.011.3-ООС1.1

9 Сведения об использованных компьютерных программах

При выполнении расчетов конструктивных и строительных элементов, при определении параметров технологических процессов использованы современные компьютерные программы, сведения о которых приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 - Сведения об использованных компьютерных программах

Наименование программ, операционных систем	Разработчик программ	Лицензия	Назначение
Aspen HYSYS V11			Моделирование технологических процессов
Старт-Проф 4.84 R2 (PASS/Start-Prof Complete)	НТП "Трубопровод", г. Москва	№ 1800PR Бессрочная	Система расчета прочности и жесткости трубопроводов различного назначения
ЛИРА-САПР 2013	ООО "ЛИРА САПР", г. Киев	№ 1/2753-13, № 1/2753-13 Бессрочная	Проектирование и расчеты строительных конструкций
MapInfo Professional 2019 Rus	Pitney Bowes Sofware Inc., США	MISWGS1900000067 Бессрочная	Система разработки специальных карт и работы с материалами экологических изысканий подрядных организаций
РТСТ	АО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ"	Бессрочная	Расчет толщины стенки трубопровода
Призма-предприятие (версия 4.30 ред. 12)	НПП "Логус", г. Красногорск, Московской обл.	Лицензионный договор № 8037-ЛД от 18.02.2019 Бессрочная	ПО для расчета загрязнения атмосферы и графическое представление полей приземных концентраций
АРМ "Акустика" 2.4	ООО МНПО “ЭКОБЛИК”, г. Санкт-Петербург	Лицензионный договор № 35-11 от 23.11.2011 Бессрочная	Автоматизация деятельности при оценке внешнего акустического воздействия

10 Этапы строительства

Строительство и ввод в эксплуатацию объектов предусмотрены поэтапно. Перечень этапов строительства актуализирован и приведен в таблице 10.1.

Таблица 10.1 - Перечень этапов строительства

Номер на плане	Наименование
	1-й этап строительства (2028 год)
	Входные сооружения (расширение)
I41.1	Установка регенерации метанола № 3. Производственное здание
I41.2	Установка регенерации метанола № 3. Наружное оборудование
I43	Ресиверы азота ВД
I44	Ресиверы воздуха КИП
I45	Компрессорная воздуха КИП
I46.1	Установка подготовки теплоносителя. Насосная теплоносителя
I46.2	Установка подготовки теплоносителя. Наружное оборудование
I46.3	Установка подготовки теплоносителя. Печь № 1
I46.4	Установка подготовки теплоносителя. Печь № 2
I47	Установка подготовки топливного газа. Емкость дренажная
I51	Аппаратная
I52	Эстакада сетей внутриплощадочных 1-го этапа
I53	Котельная
I55.1	Емкость сбора производственно-дождевых сточных вод № 1
I55.2	Емкость сбора производственно-дождевых сточных вод № 2
I55.3	Емкость сбора производственно-дождевых сточных вод № 3
I56	Емкость сбора бытовых сточных вод
I57.1-I57.9	Блок пожарных гидрантов 1-го этапа
I58.1-I58.15	Прожекторная мачта ПМ1-ПМ15
I59.1	Установка регенерации метанола № 4. Производственное здание
I59.2	Установка регенерации метанола № 4. Наружное оборудование
I61.1	Емкость дизельного топлива
I63	Подстанция 35/10 кВ
I105.1	Ограждение 1-го этапа
	Автомобильная дорога № 3
	Комплекс инженерно-технических средств охраны (КИТСО) 1-го этапа
	Интегрированная система управления и безопасности (ИСУБ) 1-го этапа
	Внеплощадочная ВОЛС "Площадка расширения КПСГ – Админзона завода СПГ" 1-го этапа
	Сети связи внутриплощадочные 1-го этапа

	Сети технологические внеплощадочные 1-го этапа
	Сети технологические внутриплощадочные 1-го этапа
	Сети технологические внутриплощадочные на существующих эстакадах 1-го этапа
	Сети водоснабжения и канализации внутриплощадочные 1-го этапа
	Сети водоснабжения внутриплощадочные на существующих эстакадах 1-го этапа
	Сети водоснабжения и канализации внеплощадочные 1-го этапа
	Сети теплоснабжения 1-го этапа
	Сети контроля и автоматизации 1-го этапа
	Сети системы пожарной автоматики 1-го этапа
	Сети системы контроля загазованности 1-го этапа
	Сети и сооружения электрообогрева 1-го этапа
	Сети электрические внутриплощадочные 1-го этапа
	Сети электрические внеплощадочные 1-го этапа: - кабельная трасса 35 кВ от ПС 110/35/10 кВ ESS-090 до ПС 35/10 кВ ESS-530
	Сети электрические внеплощадочные 1-го этапа: - кабельная трасса 10 кВ от ПС 35/10 кВ ESS-505 до ПС 35/10 кВ ESS-530
	Сети электрические внеплощадочные 1-го этапа: - кабельная трасса 0,4 кВ от КТП 10/0,4 кВ ESS-017 до кранового узла № 7
	Канализационные очистные сооружения (расширение)
31	Аппарат воздушного охлаждения
	2-й этап строительства (2029 год)
	Канализационные очистные сооружения (расширение)
21.1	Резервуар-усреднитель производственно-дождевых сточных вод V=2000 м3 № 1
21.2	Резервуар-усреднитель производственно-дождевых сточных вод V=2000 м3 № 2
21.3	Резервуар-усреднитель производственно-дождевых сточных вод V=2000 м3 № 3
22	Установка очистки производственно-дождевых сточных вод
23.1	Резервуар очищенных сточных вод V=2000 м3 № 1
23.2	Резервуар очищенных сточных вод V=2000 м3 № 2
23.3	Резервуар очищенных сточных вод V=2000 м3 № 3
24	Емкость сбора производственно-дождевых сточных вод
25	Емкость уловленных нефтепродуктов V=10 м3
26	Станция насосная перекачки очищенных сточных вод
27.1-27.3	Блок пожарных гидрантов 2-го этапа
28	Эстакада сетей внутриплощадочных 2-го этапа
29	Ограждение 2-го этапа
30.1-30.5	Прожекторная мачта ПМ1-ПМ5

	Комплекс инженерно-технических средств охраны (КИТСО) 2-го этапа
	Интегрированная система управления и безопасности (ИСУБ) 2-го этапа
	Сети электрические внутриплощадочные 2-го этапа
	Сети и сооружения электрообогрева 2-го этапа
	Сети контроля и автоматизации 2-го этапа
	Сети системы пожарной автоматики 2-го этапа
	Сети системы контроля загазованности 2-го этапа
	Сети водоснабжения и водоотведения внутриплощадочные 2-го этапа
	Сети теплоснабжения 2-го этапа
	Сети связи внутриплощадочные 2-го этапа
	Полигон по закачке промстоков в пласт (расширение)
3.1-3.2	Укрытие над поглощающей скважиной 5ПС-6ПС
3.3	Укрытие над резервно-наблюдательной скважиной 7ПС
	3-й этап строительства (2030 год)
	Входные сооружения (расширение)
I42	Установка подготовки топливного газа
I46.5	Установка подготовки теплоносителя. Печь № 3
I61.2	Емкости дизельного топлива
I64	Дизельная электростанция (ДЭС)
I70	Установка сепарации газа № 3
I71	Пробкоуловитель № 3
I72	Установка сепарации газа № 4
I73	Пробкоуловитель № 4
I75	Пунк переключающей арматуры № 3
I76	Пунк переключающей арматуры № 4
I77.1	Факельное хозяйство высокого давления № 2 (CD). Факельные сепараторы
I77.2	Факельное хозяйство высокого давления № 2 (CD). Факел высокого давления
I78.1	Насосная метанола № 2
I78.2	Расходные резервуары метанола
I80.1-I80.9	Прожекторная мачта ПМ16-ПМ24
I81	Эстакада сетей внутриплощадочных 3-го этапа
I82.1	Емкость сбора производственно-дождевых сточных вод № 4
I82.2	Емкость сбора производственно-дождевых сточных вод № 5
I82.3	Емкость сбора производственно-дождевых сточных вод № 6
I82.4	Емкость сбора производственно-дождевых сточных вод № 7
I84.1-I84.6	Блок пожарных гидрантов 3-го этапа
I105.2	Ограждение факела

I105.3	Ограждение 3-го этапа
I106	Блок-бокс АСУ
	Комплекс инженерно-технических средств охраны (КИТСО) 3-го этапа
	Интегрированная система управления и безопасности (ИСУБ) 3-го этапа
	Сети связи внутриплощадочные 3-го этапа
	Сети контроля и автоматизации 3-го этапа
	Сети системы пожарной автоматики 3-го этапа
	Сети системы контроля загазованности 3-го этапа
	Сети водоснабжения и водоотведения внутриплощадочные 3-го этапа
	Сети электрические внутриплощадочные 3-го этапа
	Сети электрические внеплощадочные 3-го этапа: Переустройство существующей ВЛ 10 кВ "ESS-040 – Аэропорт" ввод 1
	Сети электрические внеплощадочные 3-го этапа: Переустройство существующей ВЛ 10 кВ "ESS-040 – Аэропорт" ввод 2
	Сети электрические внеплощадочные 3-го этапа: Переустройство существующей ВЛ 10 кВ "ESS-065 – Фидер 102"
	Сети и сооружения электрообогрева 3-го этапа
	Сети технологические внеплощадочные 3-го этапа
	Сети технологические внутриплощадочные 3-го этапа
	Сети технологические внутриплощадочные на существующих эстакадах 3-го этапа
	Автомобильная дорога № 1
	Автомобильная дорога № 2
	Автомобильная дорога к факелу
	Автомобильная дорога № 1 к КУ на км 0
	Автомобильная дорога № 2 к КУ на км 0
	Автомобильная дорога № 3 к КУ на км 0
	4-й этап строительства (2032 год)
	Входные сооружения (расширение)
I86.1	Установка стабилизации конденсата № 3. Производственное здание
I86.2	Установка стабилизации конденсата № 3. Наружное оборудование
I87.1	Компрессорная газов стабилизации № 2. Производственное здание
I87.2	Компрессорная газов стабилизации № 2. Наружное оборудование
I90	Эстакада сетей внутриплощадочных 4-го этапа
I92	Емкость сбора производственно-дождевых сточных вод № 8
I93.1- I93.6	Блок пожарных гидрантов 4-го этапа
I94.1- I94.3	Прожекторная мачта ПМ25-ПМ27
	Комплекс инженерно-технических средств охраны (КИТСО) 4-го этапа
	Интегрированная система управления и безопасности (ИСУБ) 4-го этапа
	Сети технологические внутриплощадочные 4-го этапа

	Сети электрические внутриплощадочные 4-го этапа
	Сети и сооружения электрообогрева 4-го этапа
	Сети водоснабжения и канализации внутриплощадочные 4-го этапа
	Сети связи внутриплощадочные 4-го этапа
	Сети системы пожарной автоматики 4-го этапа
	Сети системы контроля загазованности 4-го этапа
	Сети теплоснабжения 4-го этапа
	5-й этап строительства (2033÷2038 годы)
	Входные сооружения (расширение)
I46.5	Установка подготовки теплоносителя. Печь № 4
I46.7	Установка подготовки теплоносителя. Печь № 5
I79.1-I79.9	Прожекторная мачта ПМ28-ПМ36
I95.1	Установка стабилизации конденсата № 4. Производственное здание
I95.2	Установка стабилизации конденсата № 4. Наружное оборудование
I96.1	Установка регенерации метанола № 5. Производственное здание
I96.2	Установка регенерации метанола № 5. Наружное оборудование
I97.1	Установка регенерации метанола № 6. Производственное здание
I97.2	Установка регенерации метанола № 6. Наружное оборудование
I98	Эстакада сетей внутриплощадочных 5-го этапа
I102.1	Емкость сбора производственно-дождевых сточных вод № 9
I102.2	Емкость сбора производственно-дождевых сточных вод № 10
I103.1-I103.6	Блок пожарных гидрантов 5-го этапа
	Сети теплоснабжения 5-го этапа
	Сети связи внутриплощадочные 5-го этапа
	Сети технологические внутриплощадочные 5-го этапа
	Сети электрические внутриплощадочные 5-го этапа
	Сети и сооружения электрообогрева 5-го этапа
	Сети водоснабжения и водоотведения внутриплощадочные 5-го этапа
	Сети системы пожарной автоматики 5-го этапа
	Сети системы контроля загазованности 5-го этапа
	Комплекс инженерно-технических средств охраны (КИТСО) 5-го этапа
	Интегрированная система управления и безопасности (ИСУБ) 5-го этапа
	Система управления распределением электроэнергии (СУРЭ)
	Полигон по закачке промстоков в пласт (расширение)
3.4-3.8	Укрытие над поглощающей скважиной 8ПС-12ПС

11 Технико-экономические показатели по объектам

Основные технико-экономические показатели по объектам капитального строительства приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1 - Основные технико-экономические показатели по объектам капитального строительства

Наименование показателя	Единица измерения	Значение
Производительность комплекса по сжиженному газу	млн.т/год	17,5
Производительность комплекса по стабильному конденсату	млн.т/год	1,2

12 Сведения о разделах проектной документации, содержащих решения и мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и промышленной безопасности

Решения и мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и оснащенности зданий, строений, сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов приведены в разделах:

- Раздел 3. Объемно-планировочные и архитектурные решения (том 3.1).
- Раздел 4. Конструктивные решения (том 4.1).
- Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения (том 5.1.1).
- Раздел 5. Подраздел 2. Система водоснабжения (том 5.2.1).
- Раздел 5. Подраздел 4. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети (том 5.4.1).
- Раздел 5. Подраздел 6. Система газоснабжения (том 5.6).
- Раздел 6. Технологические решения (том 6.1.1).
- Раздел 7. Проект организации строительства (том 7.1).
- Раздел 10. Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства (том 10).

Решения и мероприятия по обеспечению соблюдения требований промышленной безопасности приведены в разделах:

Раздел 10 Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства (том 10).

Раздел 13. Иная документация в случаях, предусмотренных законодательными и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации. Часть 1. Декларация промышленной безопасности опасных производственных объектов (тома 13.1.1, 13.1.2, 13.1.3).

13 Обозначения и сокращения

АВО	- аппарат воздушного охлаждения газа
АДЭС	- аварийная дизельная электростанция
АСУ ТП	- автоматизированная система управления технологическими процессами
ДЭС	- дизельная электростанция
КОС	- канализационные очистные сооружения
КПСГ	- комплекс по сжижению газа
КС	- компрессорная станция
КТП	- комплектная трансформаторная подстанция
МГПА	- модуль газоперекачивающего агрегата
ОТР	- основные технические решения
ПС	- подстанция
ПЭБ	- производственно-энергетический блок
СПГ	- сжиженный природный газ
УРМ	- установка регенерации метанола

14 Перечень таблиц

Таблица 2.1 - Экспликация кадастровых номеров земельных участков для строительства и эксплуатации объекта 7

Таблица 2.2 - Ведомость потребности в земельных ресурсах для строительства и эксплуатации Объекта 9

Таблица 2.3 – Параметры пластовой смеси по ключевым годам для СВхС 15

Таблица 2.4 – Параметры пластовой смеси по ключевым годам для НВхС 16

Таблица 3.2 - Идентификационные признаки зданий и сооружений, входящих в состав проектной документации ..... **Ошибка! Закладка не определена.**

Таблица 3.3 - Идентификационные сведения о зданиях и сооружениях, входящих в состав сложного объекта ..... **Ошибка! Закладка не определена.**

Таблица 3.4 – Сведения о питающих подстанциях 35

Таблица 3.5 - Основные показатели электроснабжения 36

Таблица 3.6– Источники электроснабжения крановых узлов 36

Таблица 3.8 – Основные показатели по генеральным планам 51

Таблица 3.10 – Перечень проектируемых автодорог 52

Таблица 3.11 – Протяжённость автомобильных дорог 53

Таблица 3.12 – Параметры автомобильных дорог 53

Таблица 4.1.1– Этапность строительства ресиверов азота 56

Таблица 4.1.2 – Параметры воздуха КИП 56

Таблица 4.1.3– Параметры воздуха технического 56

Таблица 4.1.4 – Параметры азота продувочного 56

Таблица 4.1.5– Параметры азота высокого давления 56

Таблица 4.1.6– Свойства теплоносителя 57

Таблица 4.1.7– Свойства метанола (ГОСТ 2222-95 58

Таблица 4.1.8– Свойства масла Тп-22С ТУ 38.101821 (аналог Taif Тп-22С) 59

Таблица 4.1.9– Свойства смазочного масла Петрим ТУ 38.401-58-245-99 59

Таблица 6.1 - Профессионально-квалификационный состав работающих проектируемого объекта 62

Таблица 9.1 - Сведения об использованных компьютерных программах 68

Таблица 10.1 - Перечень этапов строительства 69

Таблица 11.1 - Основные технико-экономические показатели по объектам капитального строительства 74

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	изме-ненных	заме-ненных	новых	аннули-рован-ных				

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подп.