

**АО «Национальная компания «КазМунайГаз»
Атырауский Филиал ТОО «КМГ-Инжиниринг»**



Рабочий проект

**Реконструкция УПН Ю. Каратобе,
Актюбинская область Байганинский район**

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Том I

0203-932469-156-2023АТ-01-ОПЗ

г.Атырау – 2025г.

**АО «Национальная компания «КазМунайГаз»
Атырауский Филиал ТОО «КМГ-Инжиниринг»**



Рабочий проект

**Реконструкция УПН Ю. Каратобе,
Актюбинская область Байганинский район**

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Том I

0203-932469-156-2023АТ-01-ОПЗ

Главный инженер проекта

Куракбаев А.Т.

Заместитель директора филиала по
проектированию и обустройству месторождений

Аманиязов Е.А.

Директор обустройства
месторождений

Каримова А.С.

г.Атырау - 2025г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Раздел, наименование работ	ФИО	Должность	Подпись
Общее руководство	Аманиязов Е.А.	Зам. Директора филиала по проектированию и обустройству месторождений	
	Каримова А.С	Директор департамента обустройства месторождений	
	Аскарров А.С.	Руководитель службы управления проектами и технологических решений	
Технологические решения	Куракбаев А.Т.	Ведущий инженер Главный инженер проекта	
Технологические решения	Ержанова Ж.Ж	Эксперт	
Генеральный план	Набидолла Р.А.	Эксперт	
Архитектурно –строительные решения	Жумаханов Р.К.	Эксперт	
Автоматизация, система связи	Койшиев Э.Г.	Ведущий инженер	
Электроснабжение, электрохимзащита	Байбалаев С.А.	Эксперт	
Инженерные сети	Нургазиева Г.К.	Эксперт	
Сметная документация	Калыбаева А.А.	Руководитель службы архитектурно-строительных решений	

Согласовано

Разработал

Инв. № подл.

Подп. И дата

Инв. № подл.

1. ОБЪЕКТ (инв №)	2. НАИМЕНОВАНИЕ	3. МАРКА					
1	2	3	4	5	6	7	
0203-932469-156-2023АТ-01 СП	Состав проекта	СП					
0203-932469-156-2023АТ-01 ПП	Паспорт проекта	ПП					
0203-932469-156-2023АТ-01 ОПЗ	Том I. Книга 1. Общая пояснительная записка	ОЧ	ГП	ТХ	АС	КМ	АТХ
		АПС	ЭС	ЭХЗ	СЭО	ПТ	ТС
		ОТи ТБ	ИТМ ГОи ЧС				
0203-932469-156-2023АТ-02	Том II. Графическая часть. Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область Байганинский район	ГП	ТХ	АС	КМ	АТХ	АПС
		ЭС	ЭХЗ	СЭО	ПТ	АПТ	ТС
0203-932469-156-2023АТ-03-01	Том III. Книга 1. Сметная документация	СМ					
0203-932469-156-2023АТ-03-02	Книга 2. Прайс-листы	ПЛ					
0203-932469-156-2023АТ-03-03	Книга 3. Организация строительства.	ПОС					
0203-932469-156-2023АТ-04-01	Том IV. Охрана окружающей среды.	ООС					
0203-932469-156-2023АТ-05-01 ТГИ	Том V. Материалы инженерных изысканий Книга 1. Отчет по топографо-геодезическим изысканиям	ТГИ					
0203-932469-156-2023АТ-05-02 ИГИ	Книга 2. Отчет по инженерно-геологическим изысканиям	ИГИ					

Стадия «Рабочий проект» выпущено в 5 экземплярах печатной версий. 1-экземпляр на электронном носителе, 1 экземпляр – архив Атырауского филиала ТОО «КМГ-Инжиниринг». 4 экз. печатной версий и 1 электронной версий: – заказчику ТОО СП «Казгермунай»

						0203-932469-156-2023АТ-01 СП					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область Байганинский район Состав проекта			Стадия	Лист	Листов
Разработ.	Ержанова								РП	1	1
Проверил	Аскарров								 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		
ГИП	Куракбаев										
Д.контроль	Рахимбергенов										
Н.контроль											

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общая часть	7
2. Генеральный план	26
3. Технологические решения	35
4. Архитектурно-строительные решения	53
5. Конструкции металлические	63
6. Автоматизация технологического процесса	68
7. Автоматическая пожарная сигнализация	76
8. Электроснабжение, электрооборудование и система электрообогрева	83
9. Электрохимзащита	95
10. Пожаротушение	103
11. Автоматическое пожаротушение	116
12. Тепловые сети	121
13. Охрана труда и техники безопасности	128
14. Инженерно-технические мероприятия по промышленной безопасности, гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций	140

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023 АТ-01.ОПЗ	Лист
										5
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ЦППС	Центральный пункт промысловых сооружений	ВНТП	Ведомственные нормы технологического проектирования
ПСН	Пункт сбора нефти	НТД	Нормативно-техническая документация
ЦПС	Центральный пункт сбора	ВСН	Ведомственные строительные нормы
ССН	Система сбора нефти	СП	Свод правил
ГЗУ	Групповая замерная установка	ПУЭ РК	Правила устройства электроустановок Республики Казахстан
ЦППН	Цех подготовки и перекачки нефти	МНЭ РК	Министр национальной экономики Республики Казахстан
УПН	Установка подготовки нефти	СН РК	Строительные нормы Республики Казахстан
УПГ	Установка подготовки газа	СНиП	Строительные нормы и правила
УКПГ	Установка комплексной подготовки газа	ПУЭ РК	Правила устройства электроустановок Республики Казахстан
РД	Руководящий документ	УКЗ	Устройство катодной защиты
СИ	Международная система единиц	ВОК	Волоконно-оптический кабель
СТО	Стандарт организации	ВОЛС	Волоконно-оптическая линия связи
ТУ	Технические условия	ППУ (ПЭ)	Пенополиуретановая теплоизоляция в полиэтиленовой защитной оболочке
АГЗУ	Автоматизированная групповая замерная установка	АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
ЦПС	Центральный пункт сбора	ГЭЛС	Газовая электростанция
БКНС	Блочная кустовая насосная станция	ДЭС	Дизельная электростанция
ДКС	Дожимная компрессорная станция	КТПН	Комплектная трансформаторная подстанция наружной установки
УЭЦН	Установка электроприводного центробежного насоса	ИБП	Источник бесперебойного питания
ПГС	Песчано-гравийная смесь	ЗПТ	Защитная пластмассовая труба
ПРС	Почвенно-растительный слой	СКЗ	Станция катодной защиты
ПСП	Плодородный слой почвы	СЛТМ	Система линейной телемеханики
ВЛ	Высоковольтная линия	ЛЭП ВЛ	Воздушная линия электропередачи
УХЛ	Климатическое исполнение и категория размещения оборудования	УПР.ЭХЗ	Унифицированные проектные решения по электрохимической защите подземных коммуникаций
Ду	Условный диаметр	КИП	Контрольно-измерительный пункт
Р исп.	Испытательное давление, МПа	РСУ	Распределенная система управления
Р раб.	Рабочее давление, МПа	ТСМ	Термопреобразователь сопротивления медный
ТТР	Температура точки росы	ТСП	Термопреобразователь сопротивления платиновый
ЭС	Электроснабжение	КОД	Колодец оперативного доступа
ЭХЗ	Электрохимическая защита	КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматика
ПНГ	Попутный нефтяной газ	БЛК	Битумный лак каучуковый
БРС	Быстро-разъемное соединение	ФБС	Фундаментные блоки сборные
ПТС	Профилемер трубный скважинный	ГФ	Глифталевые
ППК	Пружинный предохранительный клапан	ПФ	Пентафталевые
ПАГ	Плита аэродромная гладкая	МЭТ	Модуль электротехнический
СЦВ	Сепаратор центробежный вихревой	ШСГ	Шкаф силовой главный
RTU	Remote Terminal Unit	ЩСН	Щит собственных нужд
МОГК	Молниевывод граненый конический	КТПН	Комплектная трансформаторная подстанция наружной установки
ДГУ	Дизель генераторная установка	ШУНУ	Шкаф управления нагревателем
МКС	Модульная компрессорная станция	ЯУО	Ящик управления освещением
ОЗНА	Октябрьский завод автоматизированного оборудования и приборов	ТМПН	Трансформатор масляный для питания насосов
АС	Архитектурно-строительные решения	СУ	Станция управления
ПЛК	Программируемый логический контроллер	ИБП	Источник бесперебойного питания
ЭКМ	Электроконтактный манометр	СВ	Стойка вибрированная
ЩР	Щит распределительный	ЩУЭ	Щит управления электрообогрева

Взап. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0203-932469-156-2023 АТ-01.ОПЗ

Лист

6

Копировал:

Формат А4

[illegible]

СОДЕРЖАНИЕ:

1	ОБЩАЯ ЧАСТЬ	9
1.1	Исходные данные	9
1.2	Краткая характеристика района строительства	10
1.2.1	Геологическое строение и гидрогеологические условия	13
1.2.1.1	Геологическое строение	13
1.2.1.2	Инженерно-геологические условия	14
1.2.2	Агрессивные свойства грунтов и грунтовых вод	15
1.2.3	Сейсмичность территории	15
1.2.4	Топо-геодезическая изученность района изысканий	15
1.3	Основные проектные решения	16
1.3.1	Основные решения по генеральному плану	16
1.3.2	Основные технологические решения	16
1.3.3	Основные архитектурно строительные решения	18
1.3.4	Конструкции металлические	19
1.3.5	Основные решения по автоматизации технологических процессов	19
1.3.6	Основные решения по автоматической пожарной сигнализации	20
1.3.7	Основные решения по электрооборудованию, электроснабжению и системе электрообогрева	20
1.3.8	Основные решения по электрохимзащите	20
1.3.9	Основные решения по пожаротушению	21
1.3.10	Основные решения по автоматическим пожаротушениям	22
1.3.11	Основные решения по тепловым сетям	22
1.3.12	Потребность в трудовых ресурсах	22
1.3.13	Влияние проекта на занятость и повышение образовательного уровня населения	23
1.3.14	Охрана труда и техника безопасности	23

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ОЧ.ОПЗ		Лист
											8
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

1 **Общая часть**

1.1 **Исходные данные**

Раздел «Общая часть» рабочего проекта «Реконструкция УПН Ю.Каратобе. Актюбинская область Байганинский район» разработан на основании договора №932469//156/2023АТ от 13.12.2023г. и задания на корректировку рабочего проекта выданных ТОО «Казахтуркмунай».

ЗАКАЗЧИК: ТОО «Казахтуркмунай».

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», государственная лицензия от 20 декабря 2021 года №21033641, I – категория, выданная ГУ «Управление контроля и качества городской среды города Нур-Султан», приложение к государственной лицензии от 20 декабря 2021 года.

ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: Негосударственные инвестиции.

ЦЕЛЬ И НАЗНАЧЕНИЕ ОБЪЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА: Данный проект разработан в целях улучшения технологического процесса подготовки нефти, а также ввиду изменения технологического режима нефти на УПН Ю.Каратобе.

ВИД СТРОИТЕЛЬСТВА: Реконструкция.

МЕСТО РАСПОЛОЖЕНИЕ ОБЪЕКТА: Республика Казахстан, Актюбинская область, Байганинский район, м/р Каратобе.

В соответствии с приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 165 Об утверждении Правил определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам все намеченные к строительству объекты по уровню ответственности относятся к объектам I (повышенного) уровня ответственности п.9.1):

- промышленные объекты, производственные здания, сооружения:
- опасные производственные объекты, не указанные в настоящих Правилах, обладающие признаками, установленными статьей 70 и 71 Закона Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года «О гражданской защите», и идентифицируемые как таковые в соответствии с Приказом № 353;

Основными критериями отнесения к технологически сложным объектам производственного назначения, а также иных промышленных предприятий и комплексов являются наличие у проектируемых предприятий и промышленных комплексов одного или нескольких из следующих признаков:

- 1) объекты различных отраслей промышленности, оснащаемые опасными техническими устройствами или обладающие иными признаками опасных производственных объектов, установленными Законом Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года «О

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ОЧ.ОПЗ		Лист
											9
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

гражданской защите»;

Исходные данные для проектирования:

- Задание на рабочий проект выданных ТОО «Казахтуркмунай»;
- Отчет топо-геодезических изысканий по рабочему проекту «Реконструкция УПН Ю.Каратобе. Актюбинская область Байганинский район» выполненным Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг»;
- Отчет инженерно-геологических изысканий по рабочему проекту «Реконструкция УПН Ю.Каратобе. Актюбинская область Байганинский район» выполненным ТОО «СтройРекламПроект».

Данная проектная документация по представленным разделам выполнена на стадии «Рабочий проект» в соответствии с нормативными требованиями РК.

При разработке рабочей документации использовалась следующая нормативная документация:

- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.03.2022 г.);
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»
- СН 527–80 Ру до 10 МПа «Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов»;
- СН РК 2.02.03-2012 «Склады нефти нефтепродуктов. Противопожарные нормы;
- СН РК 3.02-15-2003 «Нормы технологического проектирования. Склады нефти и нефтепродуктов»;
- СН РК 3.05-24-2014 «Инструкция по проектированию, изготовлению и монтажу вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов»;
- ГОСТ 31385-2023 “Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов”.

1.2 Краткая характеристика района строительства

В административном отношении месторождение Каратобе Южное расположено в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан. В 85 км к северо-востоку от района работ находится месторождение Жанажол. В 110 км западнее месторождения находится железнодорожная станция Караулкельды. Крупным ближайшим населённым пунктом является посёлок Жаркамыс, расположенный на правом берегу реки Эмба, в 5 км от месторождения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ОЧ.ОПЗ		Лист
											10
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Актобе	-13,3	-12,9	-5,7	7,0	15,2	20,7	22,8	20,5	14,0	5,2	-3,3	-9,6	5,1
--------	-------	-------	------	-----	------	------	------	------	------	-----	------	------	-----

Наиболее холодным месяцем является январь со среднемесячной температурой воздуха - минус 13,3 градуса. Самым жарким месяцем является июль со средне - месячной температурой воздуха - плюс 22,8 градуса.

Наибольшее повышение температуры воздуха в году отмечается в апреле.

Атмосферные осадки являются основным фактором питания подземных вод. Годовая сумма осадков изменяется по территории в пределах 102-387 мм при среднегодовом количестве осадков 333 мм. Максимальное количество осадков приходится на теплый период с апреля по октябрь, (с максимумом, преимущественно, в июне или июле). Второй, менее выраженный, максимум приходится на октябрь – ноябрь, более сухим считается февраль.

Таблица 1.2.1

Пункт	Количество среднемесячных осадков по данным опорной метеостанции, мм												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Актобе	25	23	26	31	34	35	29	27	19	27	28	29	333

Среднегодовое количество осадков составляет 333 мм, в том числе в теплый период (с апреля по октябрь) – 202 мм, в холодный период – 131 мм.

Основные климатические параметры, характеризующие район работ		
№ п/п	Наименование показателей	Актобе
1	Температура воздуха, град С: -средняя за год -абсолютная минимальная -абсолютная максимальная -средняя максимальная -средняя минимальная -средняя наиболее холодной пятидневки -средняя наиболее холодных суток -средняя наиболее холодного периода -продолжительность периода со средней суточной температурой < 00С -наличие вечномерзлых грунтов	5,1 -48,5 42,9 29,9 -13,3 -19 -22,2 -18,2 149 нет
2	Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, % Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	37 75
3	Количество осадков, мм: -за год -жидких и смешанных осадков за год -средний суточный максимум с 5 % вероятностью	333 273 58

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0203-932469-156-2023АТ-01-ОЧ.ОПЗ	Лист
							12

4	Снежный покров: -средняя дата образования и разрушения устойчивого снежного покрова -средняя высота за зиму, см -максимальная высота снежного покрова, см -число дней в году со снежным покровом -район по весу снегового покрова -нормативное значение веса снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия	22/XI – 04/IV 32,7 65 134 III 1,0 кПа (100кгс/м2)
5	Ветровой район	III, 0,56 кПа (57 кгс/м2)
6	Средняя скорость ветра по направлениям, м/сек: -январь -июль	ЮВ-Ю – 2,5 СЗ – 1,6
7	Скорость ветра, м/сек, возможная 1 раз за число лет: 5 10 15 20	28 30 31 32
8	Средние скорости ветра, м/сек: -январь -июль -отопительный период	7,3 1,6 2,5
9	Нормативная глубина сезонного промерзания, см: -суглинки и глины -супеси, пески пылеватые и мелкие -пески средние до гравелистых -крупнообломочные грунты	170 202 216 245
10	Нормативная глубина проникновения нулевой изотермы	210
11	Снеговая нагрузка	III, 1,5 кПа (150,8 кгс/м2)
11	Район по толщине стенки гололеда	III, 10мм

Дорожно-климатическая зона – IV.

Климатический район территории для строительства – IVГ.

Растительность территории скудная, представлена степными и полупустынными травами (ковыль, житник, типчак, и др.). Травяной покров зелёный весной, летом выгорает.

1.2.1 Геологическое строение и гидрогеологические условия

1.2.1.1 Геологическое строение

В геологическом строении района работ принимают участие породы от верхнепалеозойских (карбон, пермь) и мезозойских (триас, юра, мел) до палеогеновых и четвертичных. Все древние образования являются осадочными породами морского происхождения и представлены разнообразным литологическим комплексом: конгломераты и песчаники, известняки и доломиты, мергели и алевролиты, аргиллиты и глины. Известняки

Инв. №	Взаим. инв. №							
Подп. и дата								
Инв. № подл.								
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0203-932469-156-2023АТ-01-ОЧ.ОПЗ		Лист
								13

каменноугольного возраста богаты органическими соединениями, к ним приурочены залежи нефти. Среди песчаников, аргиллитов и глин пермского возраста лежат мощные, в несколько сот метров (до 1,0-1,5 км), пласты каменной соли.

По данным глубокого бурения разведочных скважин, вскрытая мощность отложений палеогенового возраста достигает 2,0-3,0км, отложений мезозоя - 800-1000 м.

Наиболее распространенными в регионе являются глинистые отложения верхнемелового возраста (K2km–K2m), прикрытые с поверхности маломощным чехлом четвертичных образований.

Долина реки Эмба сложена аллювиальными отложениями, представленными главным образом разнозернистыми песками, образовавшимися из продуктов разрушения обломочного материала, снесенного с отрогов Мугоджарских гор дождевыми и талыми водами. В пойме и на террасах отложились также глины, суглинки и супеси, смытые дождями с прилегающих к долине водоразделов. Мощность аллювиальных отложений в долине реки достигает 7-20 м.

Из современных физико-геологических явлений следует отметить процессы водной и ветровой эрозий. Дождевые потоки, стекая по склонам водоразделов, размывают земную поверхность, образуя сеть логов, оврагов, балок. Сильные ветры выдувают незакрепленный почвенный слой, а также песчаные частицы из долины реки и со склонов. Перенесенные и переотложенные на новом месте песчаные частицы образуют массивы эоловых бугристых и барханных песков.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов, рассчитанная в соответствии со СНиП РК 5.01-01-2002 «Основания зданий и сооружений» и СНиП РК 2.04-01-2001 «Строительная климатология», равна для суглинков и глин 1,53м; для супесей, мелких и пылеватых песков 1,87м; для песков средних до гравелистых 2,0 м; для крупнообломочных грунтов 2,45 м.

1.2.1.2 Инженерно-геологические условия

По результатам визуальных наблюдений, буровых работ, лабораторных исследований проб грунтов в разрезе выделены и охарактеризованы 3 инженерно-геологических элемента (ИГЭ).

- ИГЭ 1. Почвенно – растительный слой, мощностью 0,2м, с плотностью 1,65г/см3.
- ИГЭ 2. Вскрыт под грунтами ИГЭ-1 в интервале глубин 0,2-4,7 м. Грунт классифицирован как супесь коричневого цвета, песчанистая, твердой консистенции, просадочный - I типа. Мощность слоя суглинка достигает 4,3-4,5 м. Начальное просадочное давление – 0,03 МПа

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №	По результатам визуальных наблюдений, буровых работ, лабораторных исследований проб грунтов в разрезе выделены и охарактеризованы 3 инженерно-геологических элемента (ИГЭ).					
			- ИГЭ 1. Почвенно – растительный слой, мощностью 0,2м, с плотностью 1,65г/см3. - ИГЭ 2. Вскрыт под грунтами ИГЭ-1 в интервале глубин 0,2-4,7 м. Грунт классифицирован как супесь коричневого цвета, песчанистая, твердой консистенции, просадочный - I типа. Мощность слоя суглинка достигает 4,3-4,5 м. Начальное просадочное давление – 0,03 МПа					
						0203-932469-156-2023АТ-01-ОЧ.ОПЗ		Лист
								14
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- ИГЭ 3. Вскрыт в интервале глубин 4,5-9,0 м. Грунт классифицирован как глина легкая, влажная, средней плотности, твердой консистенции. Мощность слоя 4,3-4,5м.

Нормативные и расчетные значения физико-механических и химических характеристик ИГЭ-1,2,3 приведены в отчете ИГИ.

1.2.2 Агрессивные свойства грунтов и грунтовых вод

Засоленность и степень агрессивности грунтов:

По классификации ГОСТ 25100-2020 грунты слабозасоленные. Суммарное содержание водорастворимых солей составляет 0,69 %. Тип засоления – сульфатный. Согласно СП РК 2.01-102-2014 по содержанию сульфатов (8928 мг/кг) грунты слабо агрессивные к бетонам нормальной проницаемости (W4) на портландцементе по ГОСТ 10178 и сильноагрессивные к бетонам нормальной проницаемости на сульфатостойком по ГОСТ 22266. По суммарному содержанию хлоридов в пересчете на хлор-ион (124 мг/кг) грунты неагрессивные к арматуре железобетонных конструкций.

Коррозионная агрессивность грунтов:

- к углеродистой стали: «высокая»; удельное электрическое сопротивление грунта 7,04-12,07 Ом*м.
- алюминиевым оболочкам кабелей – «высокая»; хлор – ион; 0,01 %
- к свинцовым оболочкам кабеля – «низкая»; pH=7,2%

1.2.3 Сейсмичность территории

Согласно СП РК 2.03.30-2017 карте сейсмического районирования:

Сейсмическая опасность зоны строительства – согласно карте сейсмического зонирования ОСЗ-2475 – 5 баллов и ОСЗ-22475 – 5 баллов.

Согласно СП РК 2.03.30-2017 (Таблица 6.1) тип грунтовых условий площадки строительства – II (глина твердая).

Согласно СП РК 2.03.30-2017 (Таблица 6.2) сейсмическая опасность площадки строительства при сейсмичности зоны (в балах) по картам ОСЗ-2475 – 6 баллов.

Согласно СП РК 2.03.30-2017 Приложение Б (ближайший населённый пункт г. Шалкар) сейсмическая опасность площадки строительства при сейсмичности зоны (в балах) по картам ОСЗ-2475 – 5 баллов и ОСЗ-22475 – 6 баллов.

1.2.4 Топо-геодезическая изученность района изысканий

На всю территорию работ имеются топографическая съемка в масштабе 1:1000 и 1:500.

Координаты исходных пунктов представлены в местной системе координат. Система высот –

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взаим. инв. №
согласно СП РК 2.03.30-2017 (Таблица 6.1) тип грунтовых условий площадки строительства – II (глина твёрдая).						
согласно СП РК 2.03.30-2017 (Таблица 6.2) сейсмическая опасность площадки строительства при сейсмичности зоны (в балах) по картам ОСЗ-2475 – 6 баллов.						
согласно СП РК 2.03.30-2017 Приложение Б (ближайший населённый пункт г. Шалкар) сейсмическая опасность площадки строительства при сейсмичности зоны (в балах) по картам ОСЗ-2475 – 5 баллов и ОСЗ-22475 – 6 баллов.						
1.2.4 Топо-геодезическая изученность района изысканий						
На всю территорию работ имеются топографическая съёмка в масштабе 1:1000 и 1:500.						
Координаты исходных пунктов представлены в местной системе координат. Система высот –						
						0203-932469-156-2023АТ-01-ОЧ.ОПЗ
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист
						15

Балтийская. В измерениях использовалось спутниковое навигационное оборудование - GPS-система геодезического класса «Stonex S900A»:

- GPS “Stonex S900A” (Baza)
- GPS “Stonex S900A” (Rover)
- Тахеометр TS 07
- трассоискатель vScan M.

1.3 Основные проектные решения

Целью настоящего проекта является обеспечение требования техники безопасности и улучшение обслуживания техническим персоналом площадок повышенной опасности, а также для улучшения технологии подготовки нефти на УПН Ю.Каратобе.

1.3.1 Основные решения по генеральному плану

Данным разделом предусмотрено строительство следующих объектов:

- Площадка КСУ с компрессором для перекачки газа;
- Резервуар РВС-1000м3 (технологический);
- Насосная пластовой воды;
- Компрессорная для перекачки газа;
- Блок дозирования хим. реагентов и бактерицид;
- Шламонакопитель V-200м3;

Проектом организации рельефа предусматривается высотная увязка проектируемых сооружений с проектируемым тротуаром и инженерными коммуникациями. Прокладка технологических трубопроводов предусмотрена подземно.

Прокладка кабелей электроснабжения предусмотрены подземно в траншее и надземно по проектируемой и существующей эстакаде, а автоматизации предусмотрены также по проектируемой и существующей эстакаде.

На проектируемой территории Ю.Каратобе предусмотрен элементы благоустройства, дороги из щебня фр 40-70мм с заклином мелким щебнем фр 10-20мм.

Подробное описание смотреть в разделе 2 «Генеральный план».

1.3.2 Основные технологические решения

На основании задания проектом приняты следующие технологические решения:

- Перенос площадки КСУ, совместно с двумя существующими компрессорами К-1, К-2 (УВН-4.5,5Ш Ех) за ограждение УПН Ю.Каратобе;
 - Изменение обвязок трубопроводов конечной сепарационной установки;
 - Изменение обвязок трубопроводов компрессорных станций К-1, К-2;

Инв. № подл.	Взаим. инв. №					0203-932469-156-2023АТ-01-ОЧ.ОПЗ	Лист
	Подп. и дата						16
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.		Дата

На проектируемой территории Ю.Каратобе предусмотрен элементы благоустройства, дороги из щебня фр 40-70мм с заклином мелким щебнем фр 10-20мм. Подробное описание смотреть в разделе 2 «Генеральный план». 1.3.2 Основные технологические решения На основании задания проектом приняты следующие технологические решения: - Перенос площадки КСУ, совместно с двумя существующими компрессорами К-1, К-2 (УВН-4.5,5Ш Ex) за ограждение УПН Ю.Каратобе; ➤ Изменение обвязок трубопроводов конечной сепарационной установки; ➤ Изменение обвязок трубопроводов компрессорных станций К-1, К-2;						
--	--	--	--	--	--	--

- Проектирование новой линии газа (Ду150) с врезкой на существующую линию от компрессорных станций К-1, К-2, на существующую линию входа на буферную емкость;
- Принять высоту КСУ не менее 13 метров от уровня днища существующего РВС-2000м3;
- Установка новых компрессорных станций высокого давления ВД (К-3, К-4), в количестве 2ед. на участке существующей буферной емкости;
 - Изменение по обвязке технологических трубопроводов существующей буферной емкости, с подключением к новым компрессорам К-3, К-4 (Ду150), для откачки газа на существующую линию газа ВД;
 - Проектирование новой байпасной линии (Ду150) от буферной емкости до существующей линии НД;
- Проектирование новой линии нефти (Ду80) с врезкой на существующую линию ЕП-8 и ЕП-40, на существующую линию входа на буферную емкость;
- Демонтаж существующего нефтяного резервуара РВС-400м3;
- Монтаж нового нефтяного резервуара РВС-1000м3 на месте демонтированного РВС-400м3;
 - Изменение по обвязке технологических трубопроводов;
- Перемещение существующего ограждения с учетом монтажа нового технологического оборудования (см. раздел ГП);
- Проектирование нового газопровода (Ду200) от существующего конденсатосборника до участка ГПЭС на УПН Южный Каратобе.
- Демонтаж существующих емкостей РГС V=50м3 в количестве 2ед.;
 - Вместо демонтированных РГС-50м3 в технологическом процессе необходимо использовать существующий РВС-400м3;
 - Изменение по обвязке трубопроводов от пожарных РВС-400м3 до пожарных насосов (см. раздел ПТ);
- Изменение существующей линии от ЕП-25м3 до ОВ-25м3 на СВТ трубу (Ду100);
- Изменение существующих линий от блока фильтров;
 - Демонтаж существующей линии от БТФ;
 - Проектирование новой линии от БТФ до существующих резервуаров ППД РВС-1000м3;
 - Проектирование новой линии от блока фильтров до существующего резервуара ППД РВС-400м3;

Инв. № подл.	Взаим. инв. №				
	Подп. и дата				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
0203-932469-156-2023АТ-01-ОЧ.ОПЗ					Лист
					17

- Изменение обвязки трубопроводов от блока реагентов;
 - Проектирование линии ингибитора коррозии от блока реагентов на проектируемую линию от БТФ на РВС-400м3;
 - Проектирование линии ингибитора коррозии от блока реагентов на проектируемую линию от блока фильтров на РВС-1000м3;
 - Проектирование линии бактерицида от блока реагентов на проектируемую линию от БТФ на РВС-400м3;
- Монтаж двух дополнительных насосов Н-3, Н-4 для перекачки пластовой воды от РВС-400м3 на РВС-1000м3;
 - Расширение существующего здания подпорной насосной, с размещением дополнительных двух насосов (см. раздел АС);
 - Проектирование технологической обвязки с параллельным подключением двух насосов Н-3, Н-4 (линии всасывания и выкида Ду100 для каждого);
- Замена существующей линии от подпорных насосов до ВРП (Ду200);
- Монтаж двух шламонакопителей V=200м3;
 - Проектирование дренажной линии от существующих ОВ-25, блока фильтров и БТФ до шламонакопителей;
 - Монтаж шламового насоса для каждого шламонакопителя с линией выкида шлама через БРС на А/Ц;
 - Монтаж погружного насоса для каждого шламонакопителя с выкидной линией воды на существующую линию на ЕП-25м3;
- Проектирование сливного патрубка с БРС для существующей дренажной емкости ЕП-40;

Подробное описание смотреть в разделе 3 «Технологические решения».

1.3.3 Основные архитектурно строительные решения

Объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений определялись в соответствии со строительными нормами и технологическими процессами, при этом в основу приняты нормативные документы РК.

Принятые объемно-планировочные и конструктивные решения обеспечивают безопасную эксплуатацию зданий и сооружений.

В архитектурно-строительной части проекта запроектированы следующие здания и сооружения:

- Площадка под КСУ V-010 и компрессорной станций С-0101А/В;
- Площадка резервуаров РВС V=1000м3 N3;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №	1.3.3 Основные архитектурно-строительные решения					
			Объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений определялись в соответствии со строительными нормами и технологическими процессами, при этом в основу приняты нормативные документы РК.					
			Принятые объемно-планировочные и конструктивные решения обеспечивают безопасную эксплуатацию зданий и сооружений. В архитектурно-строительной части проекта запроектированы следующие здания и сооружения: • Площадка под КСУ V-010 и компрессорной станций С-0101А/В; • Площадка резервуаров РВС V=1000м3 N3;					
						0203-932469-156-2023АТ-01-ОЧ.ОПЗ		Лист
								18
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- Площадка под блок дозирования реагента SK-0101A/B;
- Шламонакопитель;
- Насосная пластовой воды;
- Площадка компрессорной станций С-0102А/В;
- Опоры под внутривысоточные трубопроводы;
- Стойка под табличку указательным знаком;
- Площадка под ДЭС;
- Фундамент под ВМО-16;
- Фундамент под ЯУО, ЩУЭ, ВРУ;
- Опоры под тепловые сети;
- Кабельная эстакада;

Подробное описание смотреть в разделе 4 «Архитектурно-строительные решения».

1.3.4 Конструкции металлические

Объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений определялись в соответствии со строительными нормами и технологическими процессами, при этом в основу приняты нормативные документы РК.

В разделе предусмотрены конструкции металлические по следующим резервуарам:

- Площадка резервуаров РВС V=1000м³;

Подробное описание смотреть в разделе 5 «Конструкции металлические».

1.3.5 Основные решения по автоматизации технологических процессов

В состав установки подготовки нефти входят следующие установки и системы, подлежащие автоматизации технологических процессов и включающие в себя следующее оборудование:

- Монтаж двух шламонакопителей V=200м³;
- Перенос площадки КСУ, совместно с двумя существующими компрессорами К-1, К-2 (УВН-4.5,5Ш Ех) за ограждение УПН Ю.Каратобе;
- Установка новых компрессорных станций ВД (К-3, К-4), в количестве 2ед. на участке существующей буферной емкости;
- Монтаж нового нефтяного резервуара РВС-1000м³ на месте демонтированного РВС-400м³;
- Монтаж двух дополнительных насосов Н-3, Н-4 для перекачки пластовой воды от РВС-400м³ на РВС-1000м³;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инв. №					0203-932469-156-2023АТ-01-ОЧ.ОПЗ		Лист
									19
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

При принятии проектных решений учитывалось решение по организации дистанционного, автоматического контроля и управления за технологическими процессами, а именно:

- автоматизация основных алгоритмов контроля и сигнализации;
- индикация технологических параметров на АРМ оператора, откуда оператор при любом аварийном отклонении может самостоятельно принять решение и перейти к безопасному и организованному останову технологического процесса.

Подробное описание смотреть в разделе 6 «Автоматизация технологических процессов».

1.3.6 Основные решения по автоматической пожарной сигнализации

Создаваемая система АПС будет состоять из следующих подсистем:

- Системы обнаружения очага возгорания;
- Системы передачи данных;
- Системы светозвукового оповещения.

В качестве объекта, оборудуемых АПС рассматриваются резервуар РВС-1000м³ и площадка КСУ.

Подробное описание смотреть в разделе 7 «Автоматическая пожарная сигнализация».

1.3.7 Основные решения по электрооборудованию, электроснабжению и системе электрообогрева

Потребителями электрической энергии данного проекта являются:

1. Центробежные насосы
2. Блок дозирования реагентов
3. Полупогружные насосы, блоки управления технологического оборудования,
4. Наружное освещение территории
5. Система электрообогрева технологического оборудования.
6. Насосная станция пожаротушения, электроприводные задвижки пожаротушения.

Перечисленные выше потребители питаются от трехфазной сети переменного тока номинальным напряжением 380/220 В, 50 Гц.

Суммарная установленная мощность потребителей – 578,96кВт. Суммарная расчетная мощность – 500,96 кВт.

Подробное описание смотреть в разделе 8 «Электроснабжение, электрооборудование и система электрообогрева».

1.3.8 Основные решения по электрохимзащите

Рабочим проектом предусматривается защита от почвенной коррозии наружной стороны днища стального резервуара РВС-1000м³.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инв. №	перечисленные выше потребители питаются от трехфазной сети переменного тока номинальным напряжением 380/220 В, 50 Гц. Суммарная установленная мощность потребителей – 578,96кВт. Суммарная расчетная мощность – 500,96 кВт. Подробное описание смотреть в разделе 8 «Электроснабжение, электрооборудование и система электрообогрева». 1.3.8 Основные решения по электрохимзащите Рабочим проектом предусматривается защита от почвенной коррозии наружной стороны днища стального резервуара РВС-1000м3.						
								0203-932469-156-2023АТ-01-ОЧ.ОПЗ	Лист
									20
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

В рабочем проекте применена независимая, автономная протекторная защита от почвенной коррозии с установкой магниевых гальванических анодов.

Для внешней защиты резервуара в рабочем проекте независимая, автономная протекторная защита от почвенной коррозии с установкой магниевых гальванических анодов.

Для внутренней защиты резервуара в проекте применена независимая, автономная протекторная защита от щелевой коррозии с установкой магниевых гальванических анодов на дне и стенках резервуара на уровне подтоварной воды.

Подробное описание смотреть в разделе 9 «Электрохимзащита».

1.3.9 Основные решения по пожаротушению

Проектом предусмотрено пожаротушение производственных объектов м/р Ю.Каратобе, расположенный в Актюбинской области, Байганинского района, Республики Казахстан, в том числе резервуарные парки и технологические установки ЦДНГ-2.

В месторождении Южное Каратобе на ЦДНГ-2, система пожаротушения автоматическая, и предусмотрены дистанционный запуск системы пожаротушения из помещения операторной дежурным персоналом. Для оповещения персонала о пожаре на объекте используются оповещатели.

Проектируемая автоматическая комплексная система противопожарной защиты включает:

- Кольцевой противопожарный водопровод.
- Кольцевой противопожарный пенопровод.
- Стационарная система автоматического пенного пожаротушения резервуаров пеной средней кратности способом подачи сверху через пеногенераторы ГПСС-600.
- Стационарная система водяного орошения резервуаров РВС, размещаемая перфорированным трубкам, в верхнем поясе резервуара.

Охлаждение резервуаров осуществляется подачей воды в верхнем поясе резервуара через кольцо орошения (оросительного трубопровода с устройством для распределения воды - перфорации) и подходящего к кольцу сухого стояка.

Система пожаротушения начинается от насосной станции пожаротушения. Насосная станция пожаротушения подготавливают воду и пены, и подает в систему. Далее по двойным контурам кольцевой системы через водопроводные колодцы производится тушения пожара.

В качестве огнетушащего средства используется пенообразователь, предназначенный для тушения пожаров класса А и В, с генерированием пены, пригоден для использования в пожарной технике.

Подробное описание смотреть в разделе 10 «Пожаротушение».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ОЧ.ОПЗ	Лист
										21
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

1.3.10 Основные решения по автоматическим пожаротушениям

Проектные решения направлены на реализацию принципов дистанционного автоматического контроля и управления технологическим процессом при возникновении впожароопасных ситуаций:

- Автоматизация алгоритмов обнаружения и реагирования на пожар;
- Вывод информации о состоянии системы на АРМ оператора;
- Возможность дистанционного управления исполнительными механизмами (задвижки, насосы);
- Организованный и безопасный останов оборудования при аварийных отклонениях.

Подробное описание смотреть в разделе 11 «Автоматизированная система пожаротушения».

1.3.11 Основные решения по тепловым сетям

Источником теплоснабжения служит существующая блочно-модульная котельная. Согласно СН РК 4.02-04-2013 Тепловые сети п.5.4.1.3 Потребители теплоты по надежности теплоснабжения относятся – I категории.

В состав потребителя входит: РВС-1000м3 (1 ед.);

Категория трубопроводов теплосети относится к V, так как теплоноситель - сетевая вода с параметрами 95-70°С.

Тепловая изоляция для труб и задвижек запроектирована матами из стеклянного волокна "URSA", толщ. 60 мм, с коэф. уплотнения $\mu_{пл}=1,5$.

Покровный слой - для труб и задвижек из оцинкованной тонколистовая стали, толщиной $b=0.5\text{мм}$.

Подробное описание смотреть в разделе 10 «Тепловые сети».

1.3.12 Потребность в трудовых ресурсах

Заказчиком проекта является ТОО «Казахтуркмунай», так же это ТОО будет являться собственником проектируемого объекта. При осуществлении реализации проекта будут привлечены компании, которые будут выбраны на основе тендера.

Для обеспечения внедрения данного объекта потребуется создание новых рабочих мест, что обеспечит работой на длительное время определенное количество населения Актюбинской области, что будет способствовать повышению занятости населения в промышленной сфере и обслуживания инженерных коммуникаций.

Обслуживание установки должно производиться высококвалифицированными специалистами.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инв. №	1.3.12 Потребность в трудовых ресурсах					
			Заказчиком проекта является ТОО «Казахтуркмунай», так же это ТОО будет являться собственником проектируемого объекта. При осуществлении реализации проекта будут привлечены компании, которые будут выбраны на основе тендера.					
			Для обеспечения внедрения данного объекта потребуется создание новых рабочих мест, что обеспечит работой на длительное время определенное количество населения Актюбинской области, что будет способствовать повышению занятости населения в промышленной сфере и обслуживания инженерных коммуникаций.					
Обслуживание установки должно производиться высококвалифицированными специалистами.								
						0203-932469-156-2023АТ-01-ОЧ.ОПЗ		Лист
								22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Актюбинская область располагает достаточными трудовыми ресурсами для обеспечения строительства и эксплуатации данного объекта, с учетом миграции вопрос о заполнении рабочих мест будет успешно решен.

1.3.13 Влияние проекта на занятость и повышение образовательного уровня населения

Так сложилось, что историческая специализация Актюбинской области связана с добывающими отраслями и их инфраструктурой. Обустройство нового месторождения позволит создать новое направление деятельности в области, что потребует наличие специалистов высокой квалификации в данном направлении.

При реализации данного проекта оборудования будет закупаться у известных фирм, продукция которых отмечена высоким качеством. Для того чтобы местные специалисты смогли работать на таком оборудовании, предусмотрено вложение средств на обучение казахстанского персонала.

Сотрудники фирмы должны пройти обучение для получения навыков работы на поставленном оборудовании. Поскольку возможна текучесть кадров и работа на установке относится к категории вредного производства, затраты на обучение планируется отчислять ежегодно во все время эксплуатации объектов.

Это, несомненно, позволит быстро освоить современную технологию производства, более рационально использовать трудовые ресурсы и способствовать максимально быстрому возврату вложенных инвестиций.

Новое оборудование и новая технология предполагает и более перспективные системы управления производством.

Все это, безусловно, приведет к повышению образовательного уровня работников, занятых на современном оборудовании и будет способствовать созданию новой сферы деятельности в регионе.

Перед допуском к самостоятельной работе персонал должен пройти медицинский осмотр, обучение, первичный инструктаж по технике безопасности, проверку знаний и получить допуск к самостоятельной работе оформленный приказом или распоряжением.

Согласно утвержденному штатному расписанию, администрация предприятия обязана подготовить и ввести в действие приказом производственные инструкции по эксплуатации оборудования, регламенты, должностные инструкции (для ИТР), инструкции по охране труда, обеспечить разработку и выполнение организационных и технических мероприятий по безопасному производству работ персоналом, обеспечить контроль по выполнению санитарных норм по гигиене труда.

1.3.14 Охрана труда и техника безопасности

Деятельность на территории, где планируются сосредоточить проектируемые объекты, будут регулироваться нормативными документами РК., которые определяют отношения в области охраны труда и направлены на обеспечение безопасности, сохранение жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности.

К таким нормативным документам относятся:

- Трудовой кодекс РК от 23 ноября 2015года № 414 –V (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2025 г.);

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ОЧ.ОПЗ		Лист
											23
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- Кодекс РК от 7 июля 2020 года №360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 16.03.2025 г.);
- Закон РК от 07.02.2005г. № 30-III «Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности работодателя за причинение вреда жизни и здоровью работника при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 21.07.2024 г.);
- Закон РК «О гражданской защите» от 11.04.2014г. №188-V (с изменениями и дополнениями по состоянию на 08.06.2024г.);
- Приказ Министра здравоохранения и социального развития Республики Казахстан от 25 декабря 2015 года № 1019 «Об утверждении Правил и сроков проведения обучения, инструктирования и проверок знаний по вопросам безопасности и охраны труда работников, руководителей и лиц, ответственных за обеспечение безопасности и охраны труда» (с изменениями от 06.09.2024г.);
- Приказ Министра здравоохранения и социального развития Республики Казахстан от 28 декабря 2015 года № 1054 «Об утверждении Правил выдачи работникам молока или равноценных пищевых продуктов и (или) специализированных продуктов для диетического (лечебного и профилактического) питания, специальной одежды и других средств индивидуальной защиты, обеспечения их средствами коллективной защиты, санитарно-бытовыми помещениями и устройствами за счет средств работодателя» (с изменениями от 17.09.2020г.).
- Приказ Министра здравоохранения и социального развития Республики Казахстан от 8 декабря 2015 года № 943 «Об утверждении норм выдачи специальной одежды и других средств индивидуальной защиты работникам организаций различных видов экономической деятельности (с изменениями и дополнениями по состоянию на 20.06.2020г.);
- Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ - 49 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства» (с изменениями от 22.04.2023г.).

При реализации проекта необходимо соблюдение требований Трудового законодательства РК и правил Безопасности, действующих на территории РК. Принятые технологические решения обеспечивают безопасность производства и персонала.

Перед пуском оборудования в эксплуатацию, необходимо составить и утвердить инструкции по безопасному обслуживанию оборудования и механизмов, инструкции по охране труда по профессии для каждого рабочего места. Персонал, участвующий в погрузочно-разгрузочных операциях, например, при проведении ремонтов узлов установки, должен изучить ПБ 10-382-00 "Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов», пойти проверку знаний и получить допуск производство работ с кранами.

Все электроустановки должны быть заземлены и иметь молниезащиту.

Проектируемые сооружения должны быть размещены на безопасном расстоянии от существующих сооружений, инженерных сетей в соответствии с санитарно-защитными зонами и противопожарными расстояниями.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ОЧ.ОПЗ		Лист
											24
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

В соответствии с Кодексом РК от 07 июля 2020 года №360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения», места производства работ должны быть оснащены аптечками для оказания первой медицинской помощи.

Атмосферный воздух производственных территорий и помещений должен соответствовать установленным нормам. При сварочных работах возможно применение баллонов, содержащих кислород и ацетилен. При работе с техническими газами персоналу необходимо соблюдать все меры безопасности, указанные в инструкции по технике безопасности по рабочему месту разработанных на основе «Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением» (Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 358), в частности баллонов, с учетом соблюдения правил пожарной безопасности и транспортировки.

Рабочие и ИТР должны быть обеспечены спецодеждой и спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты (перчатками, головными уборами и т.д.) - согласно приказу Министра здравоохранения и социального развития Республики Казахстан от 28 декабря 2015 года № 1054 «Об утверждении Правил выдачи работникам молока или равноценных пищевых продуктов и (или) специализированных продуктов для диетического (лечебного и профилактического) питания, специальной одежды и других средств индивидуальной защиты, обеспечения их средствами коллективной защиты, санитарно-бытовыми помещениями и устройствами за счет средств работодателя».

В целях охраны здоровья персонала, предупреждения профессиональных заболеваний и отравлений, несчастных случаев, обеспечения безопасности труда, работники должны проходить обязательные медицинские осмотры, в соответствии с Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 октября 2020 года № ҚР ДСМ-131/2020 «Об утверждении целевых групп лиц, подлежащих обязательным медицинским осмотрам, а также правил и периодичности их проведения, объема лабораторных и функциональных исследований, медицинских противопоказаний, перечня вредных и (или) опасных производственных факторов, профессий работ, при выполнении которых проводятся предварительные обязательные медицинские осмотры при поступлении на работу и периодические обязательные медицинские осмотры и правил оказания государственной услуги «Прохождение предварительных обязательных медицинских осмотров» (с изменениями и изменениями от 24.05.2024 г.).

Медицинское обслуживание персонала на вахте, при необходимости, предусматривается на ближайших медицинских пунктах, оборудованных для оказания первой медицинской помощи. При обнаружении серьезных заболеваний, представляющих угрозу жизни, необходимо предусмотреть транспортировку больных на машине скорой помощи в медицинские учреждения районного центра или областного центра (г. Актобе).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ОЧ.ОПЗ	Лист
										25
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

2. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

Согласовано							0203-932469-156-2023АТ-01-ГП.ОПЗ	Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область, Байганинский район	Стадия	Лист	Листов
									РП	26	8
	Инв. № подл.	Разработ.	Анесоа	<i>Анесоа</i>					 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		
		Проверил	Набидолла								
Инв. № подл.	ГИП	Куракбаев	<i>Куракбаев</i>								
	Д.контроль	Рахимбергенов									
	Н.контроль										

СОДЕРЖАНИЕ:

2 генеральный план 28

2.1 Введение 28

2.2 Краткая характеристика района строительства..... 28

2.3 Основные проектные решения 30

2.4 Организации рельефа..... 31

2.5 Инженерные сети 32

2.6 Благоустройство территории 32

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ГП.ОПЗ	Лист
										27
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

2 ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

2.1 Введение

Раздел «Генеральный план» рабочего проекта «Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область, Байганинский район» разработан на основании договора №932469 от 13.12.2023г. и задания на проектирование выданных ТОО «Казахтуркмунай».

Исходные данные для проектирования:

- Задание на проектирование, выданное ТОО «Казахтуркмунай»;
- Отчет инженерно-геодезических изысканий по рабочему проекту: «Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область, Байганинский район», выполненным Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг»;
- Отчет инженерно-геологических изысканий по рабочему проекту: «Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область, Байганинский район», выполненным ТОО «СтройРекламПроект»;

Данная проектная документация по представленным разделам выполнена на стадии «Рабочий проект» в соответствии с нормативными требованиями РК.

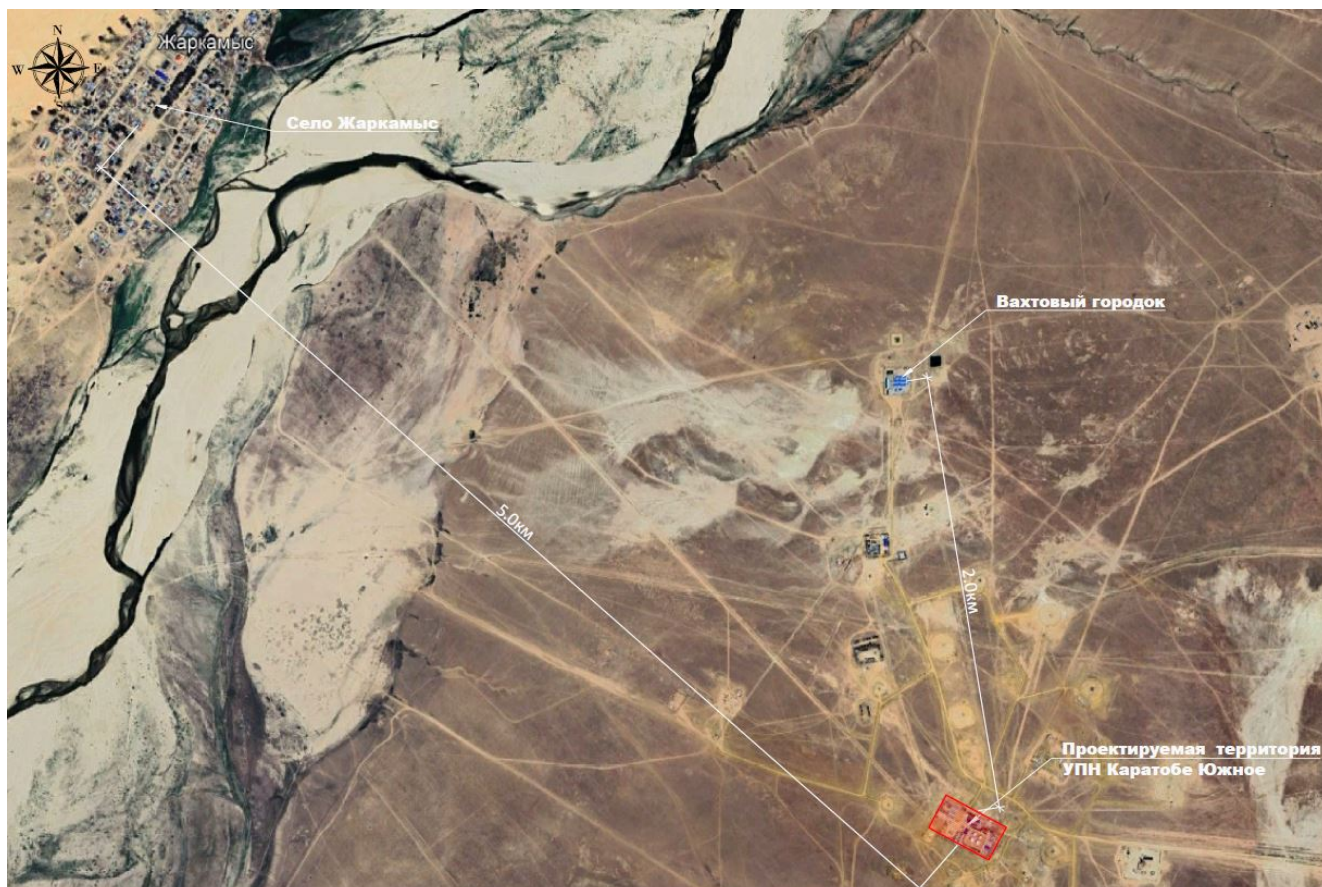
При разработке рабочей документации использовалась следующая нормативная документация:

- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- ГОСТ 21.508-2020 Правила выполнения рабочей документации генеральных планов предприятий сооружений и жилищно-гражданских объектов
- СН РК 3.01-03-2011 Генеральные планы промышленных предприятий
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- СН РК 2.02-03-2019 Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.

2.2 Краткая характеристика района строительства

Участок работ расположен на месторождении «Ю.Каратобе». Месторождение «Ю.Каратобе» в административном отношении входит в состав Байганинского района Актюбинской области, которая расположена в северо-западной части Республики Казахстан. Районный центр, аул Караукельды, являющийся одновременно железнодорожной станцией, расположен на расстоянии 105км; от месторождения «Ю.Каратобе». Сообщение с ним по профилированной грунтовой дороге (грейдер) и по проселочным дорогам. Крупным ближайшим населенным пунктом является поселок Жаркамыс, расположенный на правом берегу реки Эмба, на расстоянии 5 км. В 85 км к северо-востоку от района работ находится разрабатываемое месторождение Жанажол с действующим нефтепроводом.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №	Актюбинской области, которая расположена в северо-западной части Республики Казахстан. Районный центр, аул Караукельды, являющийся одновременно железнодорожной станцией, расположен на расстоянии 105км; от месторождения «Ю.Каратобе». Сообщение с ним по профилированной грунтовой дороге (грейдер) и по проселочным дорогам. Крупным ближайшим населенным пунктом является поселок Жаркамыс, расположенный на правом берегу реки Эмба, на расстоянии 5 км. В 85 км к северо-востоку от района работ находится разрабатываемое месторождение Жанажол с действующим нефтепроводом.						
							0203-932469-156-2023АТ-01-ГП.ОПЗ		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			28	



В орографическом отношении район работ представляет собой полупустынную равнину с максимальными и минимальными отметками поверхности относительно уровня моря соответственно +161м и +125м.

В климатическом отношении район относится к зоне степей и полупустынь. Климат резко континентальный, с сухим жарким летом и холодной зимой. Максимальная температура плюс 36-40^оС отмечается в июле месяце, минимальная минус 35-45^оС приходится на январь и февраль. Глубина промерзания почвы достигает 1,3 м.

Количество осадков не превышает 220 – 280 мм в год, и они приходятся в основном на осенне-зимний период. Снеговой покров обычно ложится в конце ноября – начале декабря и сохраняется до конца марта. Мощность снегового покрова в течение зимы достигает 20-30 см, но сильными ветрами большая часть снега сносится в пониженные участки рельефа (балки, овраги, низины) и образует снежные заносы.

Гидрографическая сеть представлена р. Эмбой, которая является главной водной артерией. Река имеет постоянный водоток, хорошо выработанную долину, которая полностью заливается весной в период снеготаяния. Глубина реки незначительная и колеблется от 0,5 до 2 м при ширине русла 5-25 м. Юго-восточный склон крутой, высокий, а северо-западный чаще пологий и низкий. На всем протяжении река имеет небольшую глубину и песчаное дно. Вода в реке солоноватая и пригодна только для технических нужд.

Инв. № подл.	Взап. инв. №					
	Подп. и дата					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0203-932469-156-2023АТ-01-ГП.ОПЗ
						Лист
						29

Снабжение питьевой водой производится из п. Жаркамыс. Техническое водоснабжение осуществляется из альбского водоносного горизонта. Для этой цели пробурены скважины глубиной 100-150 м.

Крупным ближайшим населенным пунктом является поселок Жаркамыс, расположенный на правом берегу реки Эмба, на расстоянии 5 км. В 85 км к северо-востоку от района работ находится разрабатываемое месторождение Жанажол с действующим нефтепроводом.

Ближайшей железнодорожной станцией является Караулкельды, расположенная в 110 км к западу от месторождения Каратобе Южное.

Полезные ископаемые района работ представлены нефтью и строительными материалами: песком, глиной.

2.3 Основные проектные решения

Планировочные решения по размещению УПН Ю.Каратобе приняты с учетом генерального плана развития и существующего положения освоения месторождения Южный Каратобе; технологических схем; расположения существующих и проектируемых инженерных сетей; обеспечения рациональных производственных, транспортных и инженерных связей на месторождении.

Проектом предусматривается строительство следующих объектов:

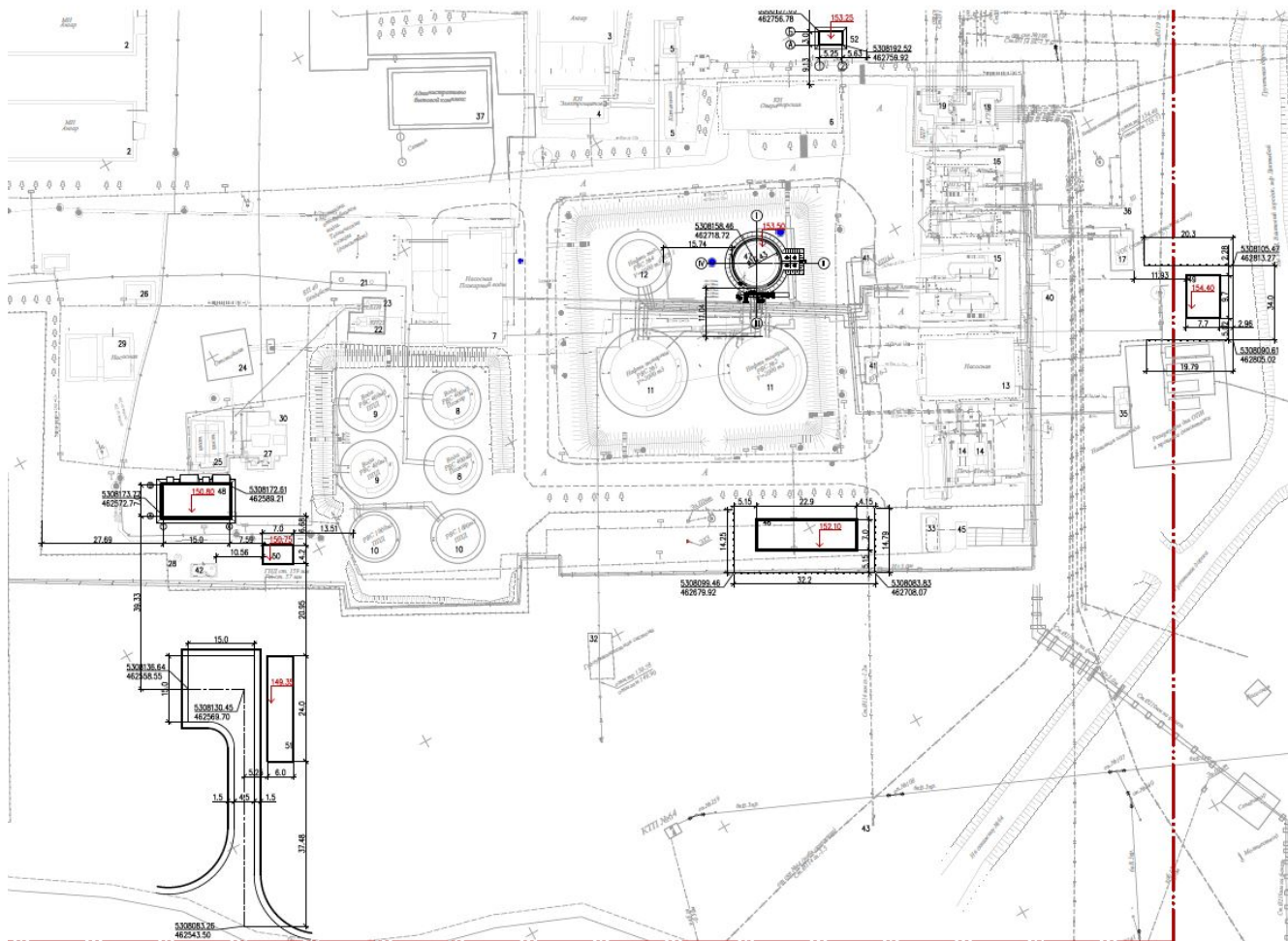
- Площадка КСУ с компрессором для перекачки газа;
- Резервуар РВС-1000м3 (технологический);
- Насосная пластовой воды;
- Компрессорная для перекачки газа;
- Блок дозирования хим. реагентов и бактерицид;
- Шламонакопитель V-200м3;

Разбивочный план разработан в соответствии с требованиями п.5 ГОСТ 21.508-2020.

Соответствует всем Санитарным правилам "Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны.

Разбивку проектируемых объектов вести от координатных точек. На территории предусмотрена автодорога, предназначенная для движения специализированных техники, которая используется для сбора и транспортировки шламов. Ширина проезжей части дороги составляет 4,5м, с обочиной по 1.5м по обеим сторонам.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ГП.ОПЗ	Лист
										30
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		



2.4 Организации рельефа

Проектом организации рельефа предусматривается высотная увязка проектируемых сооружений с существующими, проектируемыми автомобильными дорогами и инженерными коммуникациями. Система вертикальной планировки принята сплошная с минимальным объемом земляных работ, которая выполнена с учетом нормативных уклонов для отвода дождевых и талых вод, защитой прилегающей территории от возможных загрязнений, а также с учетом грунтово-гидрологических условий.

На территории участка укладка проездов предусмотрены из песчано-гравийной смеси.

Уклоны проездов предусмотрены в сторону естественного рельефа местности. Поперечные уклоны проезжей части дорог приняты 30‰, обочины 50‰. Проектные отметки указаны в ключевых точках участка площадок, также указаны проектные отметки уровня площадок.

Организацию рельефа поверхности на территории, а также картограмму подсчета земляных масс см. на листах ГП-5 и ГП-6. Проезды решены с допустимыми уклонами. Подсчет объемов земляных масс выполнен методом квадратов 20x20м. Привязку сетки квадратов производить от координатных точек (см. ГП-4). Черные отметки в углах сетки получены путем

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0203-932469-156-2023АТ-01-ГП.ОПЗ

Лист
31

Копировал:

Формат А4

интерполяции между отметками плана топографической съемки. Объемы земляных работ подсчитаны по верху покрытия тротуарных дорог. Объем итогового перерабатываемого грунта составляет 559.60.

2.5 Инженерные сети

Проектные решения по проектированию инженерных сетей представлены в соответствующих разделах.

Инженерные сети различного назначения запроектированы с соблюдением требований соответствующих нормативных документов на их проектирование, с учетом взаимного размещения.

Прокладка технологических трубопроводов предусмотрены подземно и надземно.

Прокладка кабелей электроснабжения предусмотрены подземно в траншее и надземно по проектируемой и существующей эстакаде, а автоматизации предусмотрены также по проектируемой и существующей эстакаде.

2.6 Благоустройство территории

Перед началом с поверхности основания насыпи удаляют камни, мусор и другие посторонние предметы.

Благоустройство территории начинать после выноса всех подземных коммуникаций.

На проектируемой территории Ю.Каратобе предусмотрен элементы благоустройства, дороги из щебня фр 40-70мм с заклинкой мелким щебнем фр 10-20мм. Ширина дороги составляет 4.5м уплотненным обочиной 1.5м. Для доступа персонала к проектируемом объектам на территории предусмотрены бетонные тротуарные плиты. Ширина тротуара составляет 1.0м.

В проектируемом участке трассы трубопроводов предусмотрено размещение дорожных плит ПДН-14 непосредственно над трубопроводами для обеспечения защиты и укрепления поверхности, а также для создания возможности проезда транспортных средств. Данные плиты обеспечивают необходимую нагрузочную способность и соответствуют нормативным требованиям по защите инженерных коммуникаций от внешних воздействий.

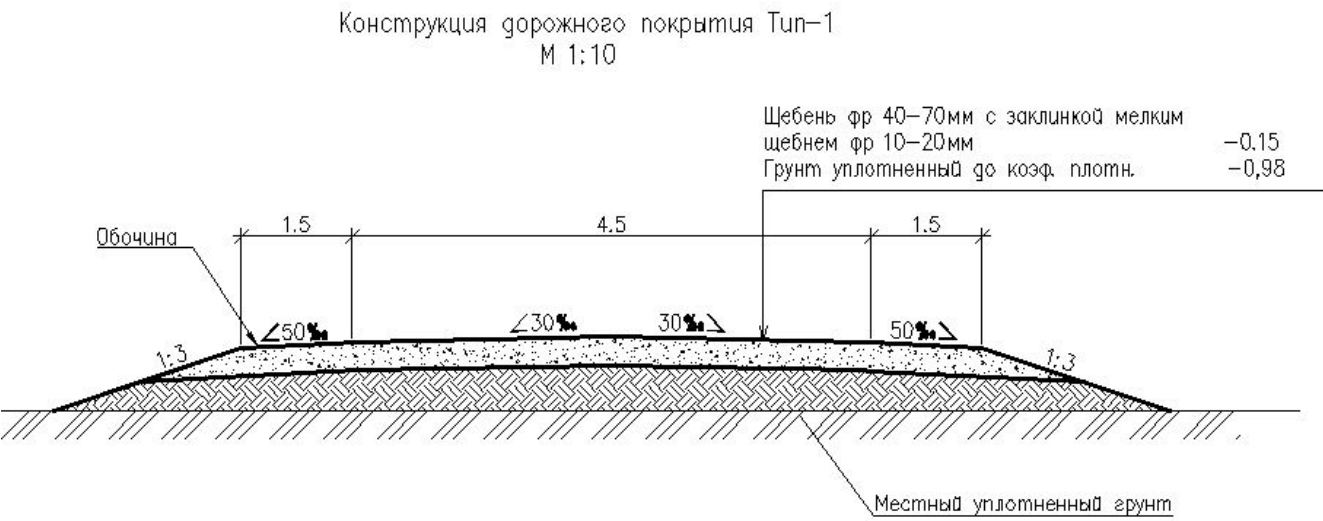
Проектируемая территория запроектирована ограждениями из 3D панелей на металлических стойках высотой 2.23м, шириной 3м. Ограждение выбрано из сметного норматива УСН РК 8.02-03-2023. Общая протяженность ограждения на территории составляет 120.0м.

Уплотнение предусмотреть катками на пневмоколесном ходу весом 25 т, толщиной уплотняемого слоя 25 см за 5 проходов по одному следу. Коэффициент уплотнения земляного полотна принят 0,98 в соответствии со СНиП РК 3.03-01-2013. Уплотнение грунтов следует производить при влажности, близкой к оптимальной.

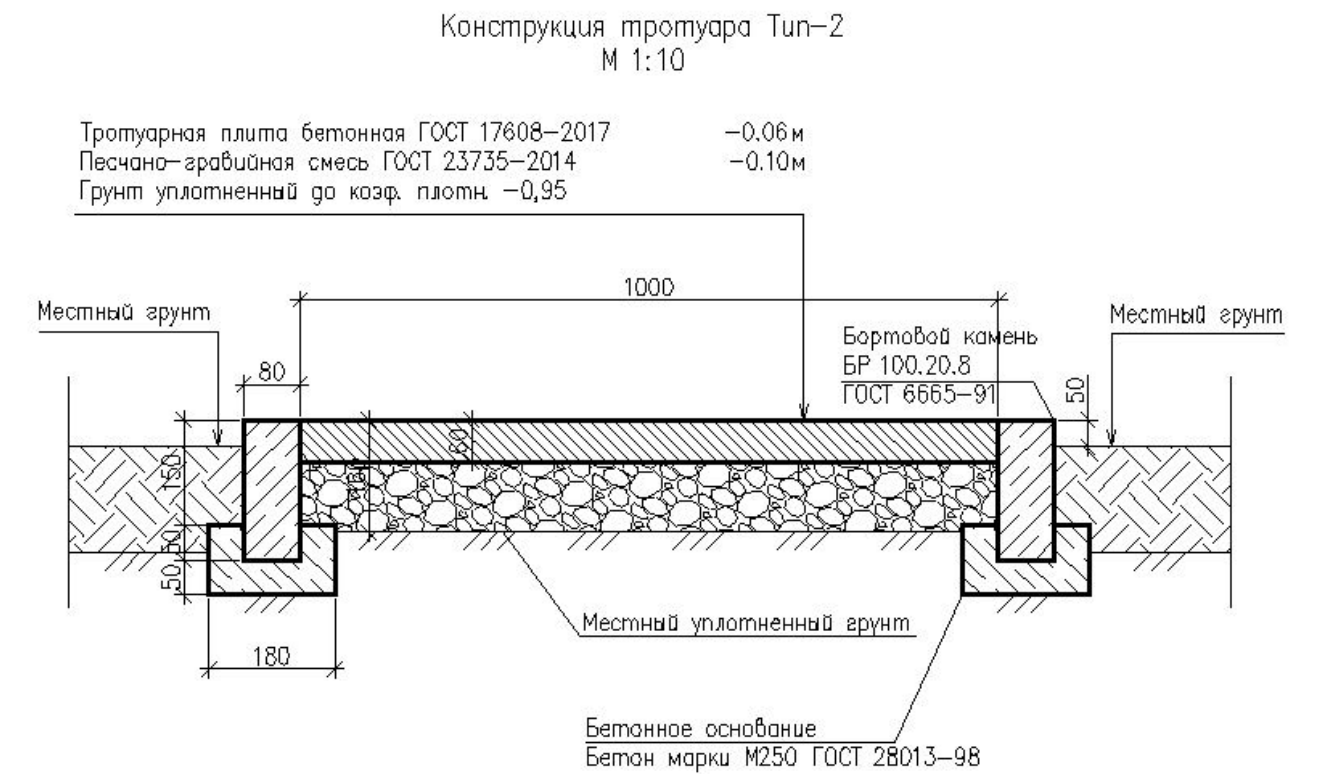
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ГП.ОПЗ	Лист
										32
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Проектной документацией предусмотрены следующие типы покрытий:

Тип-1 Покрытие из ПГС 810.0 м2



Тип-2 Покрытие из плит бетонных тротуаров 4.0 м2



Инв. № подл.	Взаим. инв. №	Подп. и дата					0203-932469-156-2023АТ-01-ГП.ОПЗ				Лист
											33
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

Технико-экономические показатели

№	Наименование	Единицы измерения	Количество	%
1	Площадь участка по Гос АКТу	га	386.3425	
2	Площадь условных границ проектирования	га	7.7500	100
3	Площадь застройки	м2	730.0	1
4	Площадь покрытия	м2	814.0	1
5	Свободная от застройки территория	м2	75956.0	98

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ГП.ОПЗ	Лист
										34
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

[illegible][illegible][illegible][illegible]

СОДЕРЖАНИЕ:

3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ..... 37

3.1 Исходные данные 37

3.1.1 Краткая характеристика района строительства 38

3.1.2 Климатическая характеристика района..... 39

3.1.3 Описание существующей схемы технологического процесса УПН Ю.Каратобе... 39

3.2 Основные проектные решения 42

3.2.1 Описание технологической схемы 44

3.2.2 Площадка концевой сепарационной установки (КСУ) V=25м³ и
воздухоагнетательной установки УВН-4.5,5Ш ЕХ..... 45

3.2.3 Площадка компрессоров высокого давления К-3, К-4 46

3.2.4 Площадка резервуара вертикального РВС-1000м3 №3 47

3.2.5 Система поддержания пластового давления..... 47

3.2.6 Технологические трубопроводы..... 49

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ТХ.ОПЗ	Лист
										36
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

3.1 Исходные данные

Раздел «Технологические решения» рабочего проекта «Реконструкция УПН Ю.Каратобе, Актюбинская область Байганинский район» разработан на основании договора №932469//156/2023АТ от 13.12.2023г. и задания на рабочий проект, выданных ТОО «Казахтуркмунай».

Проектная организация – Атырауский Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг».

Исходные данные для проектирования:

- Задание на рабочий проект выданных ТОО «Казахтуркмунай»;
- Отчет топо-геодезических изысканий по рабочему проекту «Реконструкция УПН Ю.Каратобе. Актюбинская область Байганинский район» выполненным Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг»;
- Отчет инженерно-геологических изысканий по рабочему проекту «Реконструкция УПН Ю.Каратобе. Актюбинская область Байганинский район» выполненным ТОО «СтройРекламПроект».

Данная проектная документация по представленным разделам выполнена на стадии «Рабочий проект» в соответствии с нормативными требованиями РК.

При разработке рабочей документации использовалась следующая нормативная документация:

- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 26.07.2023г.);
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»
- СН 527–80 Ру до 10 МПа «Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов»;
- СН РК 2.02.03-2023 «Склады нефти нефтепродуктов. Противопожарные нормы;
- «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30.12.2014г. №355;
- ГОСТ 31385-2023 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ТХ.ОПЗ	Лист
										37
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

3.1.1 Краткая характеристика района строительства

Участок работ расположен на месторождении «Каратобе Южное». Месторождение «Каратобе Южное» в административном отношении входит в состав Байганинского района Актюбинской области, которая расположена в северо-западной части Республики Казахстан.

Районный центр, аул Караукельды, являющийся одновременно железнодорожной станцией, расположен на расстоянии 105км; от месторождения «Ю.Каратобе». Сообщение с ним по профилированной грунтовой дороге (грейдер) и по проселочным дорогам. Крупным ближайшим населенным пунктом является поселок Жаркамыс, расположенный на правом берегу реки Эмба, на расстоянии 5 км. В 85 км к северо-востоку от района работ находится разрабатываемое месторождение Жанажол с действующим нефтепроводом.

Крупным ближайшим населенным пунктом является поселок Жаркамыс, расположенный на правом берегу реки Эмба, на расстоянии 5 км. В 85 км к северо-востоку от района работ находится разрабатываемое месторождение Жанажол с действующим нефтепроводом.

Ближайшей железнодорожной станцией является Караулкельды, расположенная в 110 км к западу от месторождения Каратобе Южное.

Полезные ископаемые района работ представлены нефтью и строительными материалами: песком, глиной.

Местонахождение месторождения показана на рисунке 3.1.1



Рисунок 3.1.1 Обзорная карта месторождения

Инв. № подл.	Взаим. инв. № Подп. и дата 						0203-932469-156-2023АТ-01-ТХ.ОПЗ		Лист
									38
									Изм.

3.1.2 Климатическая характеристика района

В орографическом отношении район работ представляет собой полупустынную равнину с максимальными и минимальными отметками поверхности относительно уровня моря соответственно +161м и +125м.

В климатическом отношении район относится к зоне степей и полупустынь. Климат резко континентальный, с сухим жарким летом и холодной зимой. Максимальная температура плюс 36-40оС отмечается в июле месяце, минимальная минус 35-45оС приходится на январь и февраль. Глубина промерзания почвы достигает 1,3 м.

Количество осадков не превышает 220 – 280 мм в год, и они приходятся в основном на осенне-зимний период. Снеговой покров обычно ложится в конце ноября – начале декабря и сохраняется до конца марта. Мощность снегового покрова в течение зимы достигает 20-30 см, но сильными ветрами большая часть снега сносится в пониженные участки рельефа (балки, овраги, низины) и образует снежные заносы.

3.1.3 Описание существующей схемы технологического процесса УПН Ю.Каратобе

По состоянию на 01.01.2020 г. на месторождении Каратобе Южное всего пробурено 23 скважины: из них добывающий фонд составляет 14 скважин (скв. №27, 50, 51, 52, 63, 64, 66, 101, 102, 104, 105, 106, 108, 109), в том числе 13 действующих, 1 скважина в бездействии. Все добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом, из них 12 скважин с помощью УЭЦН и 1 скважина находится в простое. В наблюдательном фонде находится 1 скважина.

В нагнетательном фонде находится 3 скважины (скв. №55, 65, 103), все скважины действующие. Фонд ликвидированных скважин составляет 5 ед. (скв. №53, 59, 60, 61, 62).

Газожидкостная смесь от нефтегазодобывающих скважин по однотрубной лучевой схеме сбора по выкидным трубопроводам Ø114х6мм двумя потоками поступает на автоматизированные групповые установки типа «Спутник» Ам40-8-400- АГЗУ №1, АГЗУ№2 для автоматического поочередного замера дебита скважин по нефти и газу.

С ГЗУ №1 по трубопроводу Ø219х8мм, L=40 м нефтяной поток направляется в НГС–2-1,6-2000-1 №1 для отделения газа. С ГЗУ-2 по трубопроводу Ø219х8 мм, L=50 м второй нефтяной поток направляется в НГС–2-1,6-2000-1 №2 также для отделения газа.

Входные коллекторы имеют перемычку с задвижкой 3Д №105 Ду200 Ру16 для работы параллельно.

Газ, отсепарированный в нефтегазосепараторах НГС-2-1,6-2000-1 №1, №2 поступает в сетчатые вертикальные газосепараторы ГС-1, ГС-2 для дополнительной очистки от капельной жидкости – газоконденсата и механических примесей.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ТХ.ОПЗ	Лист
										39
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

После вторичной очистки в сепараторе топливного газа – ГС-3 газ используется на собственные нужды: в котельной, печах нагрева нефти, на запальные устройства дежурных горелок Ф-1 и Ф-2. Также газ используется для выработки электроэнергии в газопоршневой электростанции ГПЭС.

После первичной сепарации нефть подается в горизонтальные отстойники – ОГ-1, ОГ-2, на сепарацию второй ступени.

Перед нефтегазосепараторами НГС №1, №2 с БР-2,5 дозировочным насосом НД-10/64 с блока дозирования хим. реагента в общий нефтяной коллектор подачи нефти Ø219х8 мм производится подача деэмульгатора с удельным расходом порядка 60-70 г/т.

После сепарации нефтяная эмульсия поступает в РВС-2000 №1, №2, РВС-400 №3 (запасной), откуда технологическими насосами ЦНС38-44 №1, №2, №3, №4 через печи подогрева нефти ПП-063/А с Т=60 °С циркулируется из одного резервуара в другой. Отделение подготовленной нефти от подтоварной воды происходит путем отстоя в одном из резервуаров. Отделившаяся подтоварная вода из нижней части резервуара сбрасывается в шламонакопитель УПН с дальнейшей утилизацией. Товарная нефть из РВС-2000 №1, №2 откачивается 2-3 раза в сутки насосами внешней откачки АНБ-125№5, ЦНС 60/264 №6, ЦНС 60/330 №7 через узел запуска очистных устройств по напорному нефтепроводу Ø219х8 мм, протяженностью 31 км в резервуары УПН «Лактыбай», где после дополнительной подготовки откачивается в РВС-3000 №1, №2 на ГНПС «Кенкияк». Откачка осуществляется: 1 насос «рабочий», 2 насоса – резервные. Давление на выходе составляет 15-19 кгс/см².

Все дренажи из аппаратов II ступени сепарации УПН: отстойников ОГ-1, ОГ-2, печей ПП-0,63А №1, №2, технологических насосов ЦНС 38-44 №1, №2, №3, №4 сбрасываются по дренажным трубопроводам в общую подземную дренажную емкость ЕП-2 V=16 м³. Газ с подземной емкости сбрасывается на продувочную свечу СВ-1 через огнепреградитель.

Сбор утечек нефти с сальников технологических насосов Н-1 – Н-4 типа ЦНС-38-44 производится в дренажную емкость ЕП-2. Откачка дренажной нефти из емкостей ЕП-1, ЕП-2 производится погружными насосами. Н-8, Н-9 соответственно в приемный коллектор товарных резервуаров РВС-2000 №1, №2 или резервный резервуар РВС-400 №3.

Сбор утечек нефти с сальников насосов внешней перекачки АНБ-125 №5, ЦНС 60/264 №6, ЦНС 60/330 №7 производится в подземную емкость ЕП-16 №2. Шлам (подтоварная вода) из РВС-2000 №1, №2, РВС-400 №3 отводится по дренажному коллектору Ø159х8 мм в шламонакопитель УПН с последующим выводом на утилизацию. Факельные коллектора ВД и НД также оснащены конденсаторосборниками для сбора газоконденсата ГР-100 V= 0,7 м³ и ГР-101 V=0,1 м³ соответственно.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ТХ.ОПЗ	Лист
										40
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Все дренажи из аппаратов 1-ой ступени сепарации УПН: АГЗУ №1, №2 «Спутник», нефтегазосепаратора НГС2-1,6-2000-1 и №1, №2, ГС-1, ГС-2, ГС-3 производится по дренажным трубопроводам общую подземную дренажную емкость ЕП-1 V=16 м3. Газ с подземной емкости сбрасывается на продувочную свечу СВ-1 через огнепрегадатель.

Содержимое конденсаторосборников ГР-100, ГР-101 по мере заполнения опорожняется по дренажным коллекторам Ø114х6мм через запорную арматуру в подземную дренажную емкость сбора газоконденсата ЕП-3 V=2,5 м3. Содержимое ЕП-3 откачивается один раз в 15 дней в передвижную АЦН, снабженную самовсасывающим насосом.

Плотность дегазированной нефти в зависимости от температуры представлена в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 - Плотность дегазированной нефти в зависимости от температуры

Температура нефти, °С	Плотность нефти, г/м³	Температура нефти, °С	Плотность нефти, г/м³
20	0,808	60	0,780
30	0,802	70	0,772
40	0,795	80	0,766
50	0,785		

Физико – химические свойства нефти на УПН «Южное Каратобе» представлены в таблице 3.1.2

Таблица 3.1.2 - Физико – химические свойства нефти на УПН «Южное Каратобе»

№ п/п	Наименование показателей	Ед. измерения	Показатель
1	Вязкость нефти при 20°С	сСт	15,67 – 46,86
2	Вязкость нефти при 50°С	сСт	4,92 – 21,97
3	Содержание парафинов	% масс.	1,66 – 7,51
4	Содержание асфальтеновых смол	% масс.	11,3 – 16
5	Содержание асфальтенов	% масс.	0,1 – 6,75
6	Содержание воды	% об.	Отс.
7	Содержание хлористых солей в воде	мг/л	26,11 – 209,8
8	Вязкость воды	сП	0,447
9	Условия равновесия газа в нефти:		
	- температура	°С	40
	- давление	бар (абс)	2,85
10	Температура застывания		
	– минимальная	°С	– 2
	– максимальная	°С	– 15
	– средняя	°С	– 8,5

В таблице 3.1.3 представлен компонентный состав попутного нефтяного газа УПН «Южное Каратобе»

Таблица 3.1.3 - Компонентный состав попутного нефтяного газа УПН «Южное Каратобе»

Наименование компонента	Концентрация, % мольный
-------------------------	-------------------------

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ТХ.ОПЗ		Лист
											41
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Диоксид углерода	0,003
Азот	0,058
Кислород	<0,001
Сероводород	0
Метан	0,675
Этан	0,101
Пропан	0,092
Изобутан	0,017
Н – бутан	0,035
Изопентан	0,008
Н – пентан	0,007
Гексан	0,001
Гептан	0,001
Октан	<0,001
Плотность нефтяного газа, кг/м³	0,99

3.2 Основные проектные решения

Целью настоящего раздела является обеспечение требования техники безопасности и улучшение обслуживания техническим персоналом площадок повышенной опасности, а также для улучшения технологии подготовки нефти на УПН Ю.Каратобе.

В целях улучшения технологического процесса подготовки нефти, а также ввиду изменения технологического режима нефти на УПН Ю.Каратобе, по инициативе Заказчика было принято решение о разработке рабочего проекта «Реконструкция УПН Ю.Каратобе».

Мощность предприятия до реконструкции УПН Ю.Каратобе составляла 117,5 тыс.тонн нефти в год (по данным заключениям от 2017 года). Мощность предприятия после реконструкции УПН Ю.Каратобе составляет 282,8 тыс.тонн нефти в год.

На основании задания проектом приняты следующие технологические решения:

- Перенос площадки КСУ, совместно с двумя существующими компрессорами К-1, К-2 (УВН-4.5,5Ш Ех) за ограждение УПН Ю.Каратобе;
 - Изменение обвязок трубопроводов концевой сепарационной установки;
 - Изменение обвязок трубопроводов компрессорных станций К-1, К-2;
 - Проектирование новой линии газа (Ду150) с врезкой на существующую линию от компрессорных станций К-1, К-2, на существующую линию входа на буферную емкость;
 - Принять высоту КСУ не менее 13 метров от уровня днища существующего РВС-2000м³;
- Установка новых компрессорных станций высокого давления ВД (К-3, К-4), в количестве 2ед. на участке существующей буферной емкости;
 - Изменение по обвязке технологических трубопроводов существующей буферной емкости, с подключением к новым компрессорам К-3, К-4 (Ду150), для откачки газа на существующую линию газа ВД;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаш. инв. №	входа на буферную емкость;					
			➤ Принять высоту КСУ не менее 13 метров от уровня днища существующего РВС-2000м3;					
			• Установка новых компрессорных станций высокого давления ВД (К-3, К-4), в количестве 2ед. на участке существующей буферной емкости;					
			➤ Изменение по обвязке технологических трубопроводов существующей буферной емкости, с подключением к новым компрессорам К-3, К-4 (Ду150), для откачки газа на существующую линию газа ВД;					
						0203-932469-156-2023АТ-01-ТХ.ОПЗ		Лист
								42
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- Проектирование новой байпасной линии (Ду150) от буферной емкости до существующей линии низкого давления НД;
- Проектирование новой линии нефти (Ду80) с врезкой на существующую линию ЕП-8 и ЕП-40, на существующую линию входа на буферную емкость;
- Демонтаж существующего нефтяного резервуара РВС-400м3;
- Монтаж нового нефтяного резервуара РВС-1000м3 на месте демонтированного РВС-400м3;
- Изменение по обвязке технологических трубопроводов;
- Перемещение существующего ограждения с учетом монтажа нового технологического оборудования (см. раздел ГП);
- Проектирование нового газопровода (Ду200) от существующего конденсатосборника до участка ГПЭС на УПН Южный Каратобе.
- Демонтаж существующих емкостей РГС V=50м3 в количестве 2ед.;
 - Вместо демонтированных РГС-50м3 в технологическом процессе необходимо использовать существующий РВС-400м3;
 - Изменение по обвязке трубопроводов от пожарных РВС-400м3 до пожарных насосов (см. раздел ПТ);
- Изменение существующей линии от ЕП-25м3 до ОВ-25м3 на СВТ трубу (Ду100);
- Изменение существующих линий от блока фильтров;
 - Демонтаж существующей линии от БТФ;
 - Проектирование новой линии от БТФ до существующих резервуаров ППД РВС-1000м3;
 - Проектирование новой линии от блока фильтров до существующего резервуара ППД РВС-400м3;
- Изменение обвязки трубопроводов от блока реагентов;
 - Проектирование линии ингибитора коррозии от блока реагентов на проектируемую линию от БТФ на РВС-400м3;
 - Проектирование линии ингибитора коррозии от блока реагентов на проектируемую линию от блока фильтров на РВС-1000м3;
 - Проектирование линии бактерицида от блока реагентов на проектируемую линию от БТФ на РВС-400м3;
- Монтаж двух дополнительных насосов Н-3, Н-4 для перекачки пластовой воды от РВС-400м3 на РВС-1000м3;
 - Расширение существующего здания подпорной насосной, с размещением дополнительных двух насосов (см. раздел АС);

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инв. №	проектируемую линию от БТФ на РВС-400м3; ➤ Проектирование линии ингибитора коррозии от блока реагентов на проектируемую линию от блока фильтров на РВС-1000м3; ➤ Проектирование линии бактерицида от блока реагентов на проектируемую линию от БТФ на РВС-400м3; • Монтаж двух дополнительных насосов Н-3, Н-4 для перекачки пластовой воды от РВС-400м3 на РВС-1000м3; ➤ Расширение существующего здания подпорной насосной, с размещением дополнительных двух насосов (см. раздел АС);							
									0203-932469-156-2023АТ-01-ТХ.ОПЗ	Лист 43
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Проектирование технологической обвязки с параллельным подключением двух насосов Н-3, Н-4 (линии всасывания и выкида Ду100 для каждого);
- Замена существующей линии от подпорных насосов до ВРП (Ду200);
- Монтаж двух шламонакопителей V=200м3;
 - Проектирование дренажной линии от существующих ОВ-25, блока фильтров и БТФ до шламонакопителей;
 - Монтаж шламового насоса для каждого шламонакопителя с линией выкида шлама через БРС на А/Ц;
 - Монтаж погружного насоса для каждого шламонакопителя с выкидной линией воды на существующую линию на ЕП-25м3;
- Проектирование сливного патрубка с БРС для существующей дренажной емкости ЕП-40;

3.2.1 Описание технологической схемы

На УПН Ю.Каратобе предусмотрена 4-х ступенчатая подготовка нефти.

1-ая ступень.

Нефтегазовая смесь от добывающих скважин поступает по существующему трубопроводу через АГЗУ на нефтегазовый сепаратор НГС-1 (НГС II-1,6-2000-1), где происходит 1-ая ступень отделения газа от нефти. Газ, отсепарированный в нефтегазосепараторе поступает в сетчатые вертикальные газосепараторы ГС-1, ГС-2 для дополнительной очистки от капельной жидкости – газоконденсата и механических примесей. После вторичной очистки в газосепараторе ГС-3 газ используется на собственные нужды: в котельной, печах нагрева нефти, на запальные устройства дежурных горелок Фвд и Фнд. Также газ используется для выработки электроэнергии в газопоршневой электростанции ГПЭС. На данном этапе отделяется 80-90% газа от нефти.

2-ая ступень.

Нефть с остаточным газом поступает по трубопроводу в нефтегазовый сепаратор НГС-2 (НГС II-1,6-2000-1), где происходит 2-ая ступень отделения газа от нефти. Газ отсепарированный в нефтегазосепараторе направляется и сжигается на факеле низкого давления Фнд. На данном этапе отделяется 20-25% газа от нефти.

3-я ступень.

Нефть после 2-ой ступени отделения газа от нефти с НГС-2 поступает по трубопроводу в концевую сепарационную установку КСУ (НГС II-1.6-2000-2) где происходит 3-ья окончательная ступень отделения газа от нефти.

4-ая ступень.

Инв. №	Взаим. инв. №							
Подп. и дата	Подп. и дата							
Инв. № подл.	Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0203-932469-156-2023АТ-01-ТХ.ОПЗ		Лист
								44

Нефть с концевой сепарационной установки (КСУ) через буферную емкость БЕ-100 по трубопроводу откачивается существующими насосами ЦНС 38-44 №1, №2 и подается через печь подогрева ПП-1,6 на горизонтальные отстойники ОГ-100, где происходит обессоливание нефти. Затем нефть направляют на технологический резервуар для доведения до товарного качества. Далее подготовленная нефть поступает в товарный резервуар. Нефть проверяют на соответствие требованиям товарного качества.

Остаточный газ из КСУ при помощи компрессора перекачки газа отправляется на буферную емкость БЕ-100. От БЕ-100 основная линия газа, при помощи компрессоров К-3 и К-4, направляется на существующую линию газа высокого давления. От БЕ-100 через байпасную линию газ уходит на существующую линию газа низкого давления.

Узел очистки газа предназначен для очистки поступающего газа с месторождений Лактыбай и Ю. Каратобе. Очищенный газ подается на газо-поршневые электростанции (ГПЭС) которое находится за пределами УПН и на поселок Жаркамыс.

3.2.2 Площадка концевой сепарационной установки (КСУ) V=25м³ и воздухонагнетательной установки УВН-4.5,5Ш ЕХ

По требованию Заказчика предусмотрен перенос площадки КСУ за существующее ограждение УПН, внесено изменение в трубной обвязке КСУ, а также увеличение ограждения (см. раздел ГП).

В составе рабочего проекта на площадке КСУ и УВН внесено изменение в трубной обвязке.

Концевая сепарационная установка КСУ предназначена для окончательной дегазации нефти до требуемых значений давления насыщенных паров и очистки попутного газа.

В качестве существующей концевой сепарационной установки применено оборудование НГС II-1,6-1600-2-Т-И, которое установлено на высоту 13,00 метров от уровня днища существующего резервуара РВС-2000м3.

На существующем НГС II-1,6-1600-2-Т-И (КСУ) как и в предыдущем проекте помимо запорной арматуры установлены блок предохранительных клапанов, электрический регулирующий клапан УЭРВ1М-80-1,6 с электроприводом и регулятор давления прямого действия.

На оборудование предусмотрено тепловая изоляция, антикоррозийное покрытие от атмосферной коррозии которое входит в комплект поставки завода изготовителя.

Установка воздухонагнетательная (газонагнетательная) УВН предназначена для сжатия газа. Так как на КСУ давление атмосферное остаточный газ с помощью компрессора отправляется на линию газа низкого давления. На площадке установлено 2 ед. компрессора (УВН-4.5,5Ш Ех).

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

						0203-932469-156-2023АТ-01-ТХ.ОПЗ	Лист
							45
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Существующий компрессор выполнен в блочно-комплектном исполнении, обязан технологическими трубопроводами с запорно-регулирующей арматурой и приборами контроля технологических параметров.

В случае аварийной остановки компрессора, установлен резервный компрессор.

Таблица 3.2.1 – Технические характеристики существующей КСУ и компрессора.

Концевая сепарационная установка НГС П-1,6-2000-2-Т-И			
1		2	3
Шифр аппарата			НГС П-1,6-2000-2-Т-И
Тип			II
Объем		м³	25
Внутренний диаметр		мм	2000
Объемная производительность	По нефти	м³/ч	86-430
	По газу	м³/ч	94400
Давление	Рабочее	МПа	1,4
	Расчетное	МПа	1,6
Температура	Рабочая среды	°С	0 – 60
	Расчетная	°С	100
Материал основных деталей			сталь 09Г2С
Категория размещения			В – 1Г На открытой площадке
Шифр установки			УВН-4.5.5. Ш.60.2.5.1.1.Ех
Назначение			Дожим остаточного газа после КСУ на факел низкого давления
Давление	На входе	кПа	10
	На выходе	кПа	70
Температура нефти	На входе	°С	+3,5
	На выходе	°С	+72
Производительность		м³/мин	2,5
Охлаждение			воздушное
Тип привода			электрический
Мощность двигателя		кВт	5,5
Габаритные размеры			1350 X 810 X 1200

3.2.3 Площадка компрессоров высокого давления К-3, К-4

Компрессорные станции К-3 и К-4 предназначены для сжатия газа до 0,7 МПа и дальнейшей отправки его на существующую линию газа высокого давления. Так как на КСУ давление атмосферное, то остаточный газ нагнетается на компрессоры К-3, К-4 с помощью двух существующих компрессоров К-1, К-2, под давлением 0,2 МПа.

Компрессоры выполнены в блочно-комплектном исполнении, обязаны технологическими трубопроводами с запорной и регулирующей арматурой и приборами контроля технологических параметров. В случае аварийной остановки компрессора, установлен резервный компрессор.

Таблица 3.2.2 – Технические характеристики компрессоров К-3, К-4

Шифр установки			С-0102А/В
Назначение			Дожим остаточного газа после КСУ и БЕ на линию высокого давления
Давление	На входе	кПа	0-200

Инв. № подл.	Взаим. инв. №	Подп. и дата								0203-932469-156-2023АТ-01-ТХ.ОПЗ	Лист
											46
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

	На выходе	кПа	700
Температура газа	На входе	°С	+10
	На выходе	°С	+70
Производительность		ст.м³/ч	160-570
Охлаждение			воздушное
Тип привода			электрический
Мощность двигателя		кВт	75
Габаритные размеры		ДхШхВ	500×800×2200

3.2.4 Площадка резервуара вертикального РВС-1000м³ №3

Касательно резервуара РВС-1000м³ №3 настоящим проектом предусмотрены следующие изменения:

- Демонтаж существующего РВС-400м³ №3, с последующим монтажом на том же месте технологического РВС-1000м³ №3;

Резервуар РВС предназначен для приёма, хранения, подготовки, учета (количественного и качественного) и выдачи товарной нефти.

Данный резервуар предназначен для резервирования существующего технологического резервуара в случае внутренней очистки от осадочного шлама и т.д.

Таблица 3.2.3 – Технические характеристики существующего РВС-1000

Резервуар технологический РВС-3		
1	2	3
Шифр резервуара		РВС-3
Тип резервуара		Резервуар вертикальный стальной со стационарной крышей без понтона
Номинальный объем резервуара	м³	1000
Внутренний диаметр стенки	мм	10430
Высота стенки	мм	12000
Класс ответственности резервуара		3

3.2.5 Система поддержания пластового давления

По данной схеме предусмотрено изменение последовательности подготовки пластовой воды и подачи его на нагнетательные линии месторождения Ю.Каратобе. Вода, отделенная от нефти в процессе подготовки, проходит через несколько этапов очистки и накопления перед закачкой в пласт.

Водонефтяная эмульсия, отделяясь от нефти в резервуарном парке (РП), направляется в подземную емкость объемом 25 м³ (ЕП-25).

Далее из подземной емкости через насос (НВ 50/50) подается по трубе Ду100 (подземная часть трубопровода состоит из СВТ) на два водяных отстойника (ОВ-25) объемом 25 м³ каждый. Здесь происходит основное отстаивание и разделение пластовой воды от нефти. Уловленная нефть от ОВ-25 уходит на существующую дренажную линию подземной емкости, объемом 8 м³ (ЕП-8).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаш. инв. №	нефти в процессе подготовки, проходит через несколько этапов очистки и накопления перед закачкой в пласт.																							
			Водонефтяная эмульсия, отделяясь от нефти в резервуарном парке (РП), направляется в подземную емкость объемом 25 м³ (ЕП-25).																							
			Далее из подземной емкости через насос (НВ 50/50) подается по трубе Ду100 (подземная часть трубопровода состоит из СВТ) на два водяных отстойника (ОВ-25) объемом 25 м³ каждый. Здесь происходит основное отстаивание и разделение пластовой воды от нефти. Уловленная нефть от ОВ-25 уходит на существующую дренажную линию подземной емкости, объемом 8 м³ (ЕП-8).																							
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>																		Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0203-932469-156-2023АТ-01-ТХ.ОПЗ		Лист 47
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата																					

Отделившаяся пластовая вода из ОВ-25 проходит через блок фильтров (БУФ) для дальнейшего очищения от мелких частиц и примесей. Очищенная от примесей пластовая вода поступает на РВС-400 м³, в качестве дополнительного отстаивания и финальной очистки от нефтяных примесей.

Помимо пластовой воды от ОВ-25, на РВС-400 также поступает вода от шести водозаборных скважин, предварительно очищенных от примесей на блоке фильтров (БТФ).

Для поддержания целостности трубопроводов и конструкций оборудования от коррозии, к двум линиям пластовых вод, после БУФ и БТФ, подключаются линии реагента от блока дозирования реагента (ингибитор коррозии). Помимо линии ингибитора коррозии к трубопроводу от БТФ подключается линия бактерицида.

Отстоявшая пластовая вода от РВС-400 через проектируемые насосы Н-11, Н-12 (ЦНС 60-66) отправляются на РВС-1000 м³. Готовая пластовая вода от РВС-1000 с помощью существующих насосов Н-9, Н-10 (ЦНС 60-264) направляется на водораспределительный пункт (ВРП) по трубопроводу Ду200 и дальше на скважины для закачки в пласт, поддерживая пластовое давление.

В качестве дренажного оборудования от блока фильтров БТФ, БУФ и отстойников ОВ-25 будет предусматриваться монтаж двух шламонакопителей (ЕШ-200), объемом 200м³ каждая. ЕШ-200 проектируется наземного типа под крытым настилом с габаритными размерами (ДхШхВ) 12х6х3 метров. ЕШ-200 состоит из двух отсеков с металлической перегородкой для отделения шлама и жидкости, высотой 2,5м.

В первой секции шламонакопителя предусматривается монтаж шламового насоса (ВШН 150-30) для сбора осевшего шлама и перекачки на самосвалы через БРС.

Во второй секции, куда будет переливаться накопленная жидкость предусматривается монтаж полупогружного насоса (НВ 50-50) для дальнейшей перекачки на ЕП-25.

Основные технические параметры проектируемых насосов для СППД показаны в таблицах 3.2.4; 3.2.5; 3.2.6.

Таблица 3.2.4 – Технические характеристики насосов Н-11, Н-12

Шифр установки		ЦНС(г) 60-66		P-0102A/B	
Назначение				Перекачка пластовой воды от РВС-400 на РВС-1000	
Давление	На входе	кПа		200	
	На выходе	кПа		660	
Температура жидкости	На входе	°С		+10	
	На выходе	°С		+25	
Производительность		м³/ч		60	
Тип привода				электрический	
Мощность двигателя		кВт		22	
Габаритные размеры		ДхШхВ		1510 X 520 X 680	

Таблица 3.2.5 – Технические характеристики насосов перекачки шлама

Шифр установки		ВШН 150-30		P-0103A/B	
----------------	--	------------	--	-----------	--

						0203-932469-156-2023АТ-01-ТХ.ОПЗ	Лист
							48
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Назначение			Перекачка шлама от ЕШ-200 на самосвал
Давление	На входе	кПа	200
	На выходе	кПа	300
Производительность		м³/ч	150
Тип привода			электрический
Мощность двигателя		кВт	30
Габаритные размеры		ДхШхВ	875 X 850 X 2750

Таблица 3.2.6 – Технические характеристики водяных насосов

Шифр установки		НВ (Е) 50-50-2.5	P-0104A/B
Назначение			Перекачка жидкости от ЕШ-200 на ЕП-25
Давление	На входе	кПа	100
	На выходе	кПа	500
Температура жидкости	На входе	°С	+10
	На выходе	°С	+25
Производительность		м³/ч	50
Тип привода			электрический
Мощность двигателя		кВт	18,5
Габаритные размеры		ДхШхВ	860 X 860 X 3400

3.2.6 Технологические трубопроводы

На плане внутриплощадочных технологических трубопроводов проектом предусмотрено:

1. Изменение трубной обвязки существующего НГС-2 (узлы 1);
2. Изменение трубной обвязки существующих ГС-1, ГС-2 и ГС-3 (узлы 3, 12);
3. Изменение обвязки трубопроводов на поворотах из-за переноса КСУ (узлы 2, 4, 10);
4. Исключение газопровода Ду100мм от газопоршневой электростанции месторождения Ю.Каратобе (далее ГПЭС) до установки очистки газа УПН Ю.Каратобе, предназначенного для подачи и очистки газа, поступающего с месторождения Лактыбай на ГПЭС.
5. Изменение прокладки трубопровода (Ø114мм.) от площадки отстойников горизонтальных до подземной емкости ЕП-25. Подземная часть данного трубопровода проектируется из стеклопластиковой трубы, диаметром Ø107,3х4,0мм, согласно ГОСТ Р 53201-2008.

Все проектируемые технологические трубопроводы приняты по ГОСТ 8732-78, сталь марки 20, группа В, с соответствующими толщинами стенок труб, а также трубопроводные детали по ГОСТ 17375 - 17378 - 2001 из стали марки 20 на соответствующие давления.

Согласно СН 527-80 пункт 2.1, таблица 1 технологические трубопроводы на площадках относятся к группам Б(б)-II, Б(а)-III, В-III.

Согласно СП РК 3.05-103-2014 сварные стыки технологических трубопроводов подлежат контролю физическими методами в соответствии с таблицей 3.2.7.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инв. №	трубопровода проектируется из стальной сварной трубы, диаметром Ø107,3х4,0мм, согласно ГОСТ Р 53201-2008.								
			Все проектируемые технологические трубопроводы приняты по ГОСТ 8732-78, сталь марки 20, группа В, с соответствующими толщинами стенок труб, а также трубопроводные детали по ГОСТ 17375 - 17378 - 2001 из стали марки 20 на соответствующие давления.								
			Согласно СН 527-80 пункт 2.1, таблица 1 технологические трубопроводы на площадках относятся к группам Б(б)-II, Б(а)-III, В-III.								
Согласно СП РК 3.05-103-2014 сварные стыки технологических трубопроводов подлежат контролю физическими методами в соответствии с таблицей 3.2.7.											
						0203-932469-156-2023АТ-01-ТХ.ОПЗ				Лист	
										49	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

Таблица 3.2.7 Объем контроля сварных соединений ультразвуковым или радиографическим методом в % от общего числа сварных соединений сварщиком (но не менее одного) соединений для трубопроводов

поз	Категория трубопроводов	Минимальное число контролируемых стыков, %
1	II	10
2	III	2
3	IV	1

По окончанию монтажа стальные технологические трубопроводы подлежат очистки полости и испытанию согласно СП РК 3.05-103-2014. Очистку полости трубопроводов выполняют промывкой, продувкой или протягиванием очистных устройств.

Испытания на прочность и проверку на герметичность трубопровода следует, производит, согласно СП РК 3.05-103-2014 пункт 8.7, таблица 6 гидравлическим способом, величина испытательного давления представлена в таблице 3.2.8.

Таблица 3.2.8 Величина испытательного давления

Материал трубопровода	Давление, МПа (кгс/см2)	
	Рабочее, Р	Испытательное
Сталь: сталь, футерованная пластмассой, эмалью и другими материалами	До 0,5 (5) вкл. Св. 0,5 (5)	1,5 Р, но не менее 0,2 (2) 1,25 Р, ,,,,,, 0,8 (8)

Проверку на герметичность участка или трубопровода в целом производят после испытания на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего 1,2 МПа, в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 24 ч.

Высота прокладки трубопроводов на площадках принята и на внутриплощадочных сетях 0,35-0,50 м до низа, что дает возможность удобного обслуживания, монтажа и демонтажа их при ремонте.

Линия дренажа проложена подземно на глубине 1,3м -1,5м до верха трубы.

Все дренажные трубопроводы проложены с 0,002 уклоном в сторону дренажной емкости.

Для предотвращения замерзания пластовой и пресной воды в зимнее время предусмотрен обогрев надземных трубопроводов саморегулирующим греющим кабелем.

Узлы и схемы электрообогрева разработаны в чертежах марки СЭО.

Для защиты от почвенной коррозии подземного трубопровода применяются полимерные грунтовки и полимерные ленты:

- грунтовка полимерная - один слой;
- лента изоляционная полимерная липкая толщиной 0,6 мм - два слоя;
- наружная обертка защитная полимерная липкая толщиной 0,6 мм - один слой.

Для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности надземных трубопроводов с теплоизоляцией применяются:

- Грунтовка ГФ-021 -2 слоя,

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

- Лакокрасочное покрытие ПФ-115 - 1 слой.

Перед нанесением антикоррозионного покрытия необходимо произвести очистку поверхности, обеспыливание и обезжиривание бензином.

Все надземные трубопроводы, покрываются минераловатными матами толщиной 50мм с покрытием оцинкованными листами толщиной от 0,5 мм до 0,8мм в зависимости от диаметра трубопроводов.

Пересечение трубопроводов с противопожарным проездом на территории УПН Ю.Каратобе выполняется в кожухах диаметром Ду400 (для трубы Ду200), Ду250 (для трубы Ду150). Концы кожухов должны выводиться на 2м в каждую сторону от подошвы дороги.

Концы кожуха уплотнить герметизирующими манжетами из пористого пластика для конца кожуха. Глубина заложения не менее 1,4 м до верха кожуха. В местах прохода обслуживающего персонала через трубопроводы устраиваются переходные мостики.

Точки подключения проектируемых трубопроводов к существующим представлена в таблице 3.2.9.

Таблица 3.2.9 – Точки подключения проектируемых трубопроводов к существующим

Номер точки подключения	Наименование	Диаметр сущ. труб.	Диаметр проект. труб.
Т.п.№1	Нефть от сущ. линии с гребенки ОГ-1/2	Ду200	Ду150
Т.п.№2	Нефть на сущ. линию в РВС-3/4	Ду200	Ду150
Т.п.№3	Нефть в сущ. линию на насосы Н-1/2	Ду150	Ду150
Т.п.№4	Газ на сущ. линию газа НД	Ду150	Ду150
Т.п.№5	Нефть на сущ. линию в БЕ	Ду150	Ду80
Т.п.№6	Нефть от сущ. линии с НГС-2	Ду150	Ду150
Т.п.№7	Газ от сущ. БЕ	Ду150	Ду150
Т.п.№8	Газ на сущ. линию газа НД	Ду150	Ду150
Т.п.№9	Газ на сущ. линию газа НД	Ду150	Ду150
Т.п.№10	Газ на сущ. линию газа НД	Ду150	Ду150
Т.п.№11	Газ на сущ. линию газа ВД	Ду200	Ду150
Т.п.№12	Дренаж на сущ. линию дренажа в ЕП-2	Ду100	Ду100
Т.п.№13	Газ в сущ. линию от конденсатосборника	Ду150	Ду200
Т.п.№14	Газ в сущ. линию на ГПЭС (ГТЭС)	Ду150	Ду200
Т.п.№15	Нефть от сущ. линии с гребенки ОГ-1/2	Ду200	Ду200
Т.п.№16	Нефть от сущ. линии с ЕП-8 и ЕП-40	Ду80	Ду80
Т.п.№17	Газ в сущ. линию на ГУС	Ду100	Ду150
Т.п.№18	Нефть от сущ. линии с ПП-1.6-1/2	Ду200	Ду200
Т.п.№19	Нефть в сущ. линию на насосы Н-1/2	Ду150	Ду150
Т.п.№20	Нефть в сущ. линию на насосы Н-5/6/7	Ду200	Ду200
Т.п.№21	Нефть в сущ. линию на РВС-1	Ду150	Ду150
Т.п.№22	Дренаж на сущ. линию дренажа в ЕП-25	Ду100	Ду100
Т.п.№23	Пластовая вода от сущ. ЕП-25	Ду100	Ду100
Т.п.№24	Пластовая вода на сущ. ОВ-25-1	Ду100	Ду100
Т.п.№25	Пластовая вода на сущ. ОВ-25-2	Ду100	Ду100
Т.п.№26	Дренаж от сущ. ОВ-25 N1	Ду100	Ду100
Т.п.№27	Дренаж от сущ. ОВ-25 N2	Ду100	Ду100
Т.п.№28	Пластовая вода на сущ. фильтр N1	Ду100	Ду100
Т.п.№29	Пластовая вода на сущ. фильтр N2	Ду100	Ду100
Т.п.№30	Пластовая вода на сущ. РВС-1000 N3	Ду100	Ду100
Т.п.№31	Пластовая вода на сущ. РВС-1000 N4	Ду100	Ду100
Т.п.№32	Дренаж от сущ. фильтра N1	Ду50	Ду50

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0203-932469-156-2023АТ-01-ТХ.ОПЗ	Лист
							51

Т.п.№33	Дренаж от сущ. фильтра N2	Ду50	Ду50
Т.п.№34	Вода от водозаборной от блока технологических фильтров	Ду100	Ду150
Т.п.№35	Вода от водозаборной на сущ. РВС-1000 N3	Ду150	Ду150
Т.п.№36	Вода от водозаборной на сущ. РВС-1000 N4	Ду150	Ду150
Т.п.№37	Дренаж от водозаборной от блока технологических фильтров	Ду50	Ду50
Т.п.№38	Пластовая вода от сущ. РВС-400 N1	Ду100	Ду100
Т.п.№39	Пластовая вода на сущ. РВС-400 N1	Ду100	Ду100
Т.п.№40	Пластовая вода от сущ. насоса Н-9	Ду200	Ду200
Т.п.№41	Пластовая вода от сущ. насоса Н-10	Ду200	Ду200
Т.п.№42	Пластовая вода в сущ. линию на ВРП	Ду150	Ду200
Т.п.№43	Дренаж на сущ. линию в ЕП-25	Ду150	Ду150
Т.п.№44	Вода от сущ. ЕП-40	Ду100	Ду100
Т.п.№45	Вода от водозаборной в сущ. линию от скважины-102	Ду100	Ду100
Т.п.№46	Вода от водозаборной в сущ. блок технологических фильтров	Ду100	Ду100

Характеристика объектов по категориям и классам взрывопожарной и пожарной опасности представлена в таблице 3.2.10.

Таблица 3.2.10 - Характеристика объектов по категории и классам взрывопожарной и пожарной опасности.

Наименование помещений, наружных установок	Вещества, применяемые в производстве	Категория взрывопожарной и пожарной опасности	Класс взрывной и пожарной опасности зоны по ПУЭ РК	Категория и группа взрывоопасных смесей по ПУЭ РК
Система подготовки и транспортировки ПНГ	ГГ	АН	В-1г	IIА-ТЗ
Система подготовки и хранения нефти	ЛВЖ	АН	В-1г	IIА-ТЗ
Система поддержания пластового давления	НВ	ДН	В-2а	-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ТХ.ОПЗ		Лист
											52
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Согласовано							0203-932469-156-2023АТ-01-АС.ОПЗ
Разработал							Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область, Байганинский район
Инв. № подл.							Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"
Подп. и дата							Изм. Кол.уч Лист № док. Подп. Дата
Инв. № подл.	Разработ.	Измуханов					Стадия Лист Листов
	Проверил	Жумаханов					
	ГИП	Куракбаев					
Инв. № подл.	Д.контроль	Рахимбергенов					
	Н.контроль						

СОДЕРЖАНИЕ:

4	АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ	55
4.1	Введение	55
4.2	Основные проектные решения	55
4.2.1	Площадка концевых сепарационных установок КСУ V-010	56
4.2.2	Площадка резервуаров РВС V=1000мЗ.....	57
4.2.3	Площадка под блок дозирование реагентов	57
4.2.4	Шламонакопитель	58
4.2.5	Насосная пластовой воды	58
4.2.6	Площадка под компрессорной станций С-0102А/В.....	59
4.2.7	Опоры под внутриплощадочные трубопроводы.....	60
4.2.8	Табличка – указательным знаком.....	60
4.2.9	Фундамент под ДЭС.....	60
4.2.10	Фундамент под ВМО-16	60
4.2.11	Фундамент под щит силовой	60
4.2.12	Опоры под тепловые сети	61
4.2.13	Кабельная эстакада.....	61
4.3	Мероприятия по взрыво-пожаробезопасности	61
4.4	Защитные мероприятия.....	61
4.5	Контроль качества ЖБИ	62

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-АС. ОПЗ	Лист
										54
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

4 АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

4.1 Введение

Раздел «Генеральный план» рабочего проекта «Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область, Байганинский район» разработан на основании договора №932469//156/2023АТ от 13.12.2023г. и задания на проектирование выданных ТОО «Казахтуркмунай».

Исходные данные для проектирования:

- Задание на проектирование, выданное ТОО «Казахтуркмунай»;
- Отчет инженерно-геодезических изысканий по рабочему проекту: «Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область, Байганинский район», выполненным Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг»;
- Отчет инженерно-геологических изысканий по рабочему проекту: «Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область, Байганинский район», выполненным ТОО «СтройРекламПроект»;

Данная проектная документация по представленным разделам выполнена на стадии «Рабочий проект» в соответствии с нормативными требованиями РК.

Данная проектная документация по представленным разделам выполнена на стадии «Рабочий проект» в соответствии с нормативными требованиями РК.

При разработке рабочей документации использовалась следующая нормативная документация:

- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- ВСН 51-3-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов»;

4.2 Основные проектные решения

Объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений определялись в соответствии со строительными нормами и технологическими процессами, при этом в основу приняты нормативные документы РК.

Принятые объемно-планировочные и конструктивные решения обеспечивают безопасную эксплуатацию зданий и сооружений.

В архитектурно-строительной части проекта запроектированы следующие здания и сооружения:

- Площадка под КСУ V-010 и компрессорной станций С-0101А/В;
- Площадка резервуаров РВС V=1000м3 N3;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-АС. ОПЗ	Лист
										55
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Площадка под блок дозирования реагента SK-0101A/B;
- Шламонакопитель;
- Насосная пластовой воды;
- Площадка компрессорной станций С-0102А/В;
- Опоры под внутриплощадочные трубопроводы;
- Стойка под табличку указательным знаком;
- Площадка под ДЭС;
- Фундамент под ВМО-16;
- Фундамент под ЯУО, ЩУЭ, ВРУ;
- Опоры под тепловые сети;
- Кабельная эстакада;

4.2.1 Площадка концевых сепарационных установок КСУ V-010

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 22.9 x 7.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6.

Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм и бетонная подготовка толщиной 100мм.

Под емкость КСУ предусматривается металлическая опора из прокатных профилей.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный трап для стока дождевых вод. Прямоук выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки с16/20, по водонепроницаемости W6. Под трубопроводы предусмотрено металлические опоры из прокатных профилей.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Инв. № подл.	Взаим. инв. №	Подп. и дата							0203-932469-156-2023АТ-01-АС. ОПЗ	Лист
										56
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

4.2.2 Площадка резервуаров РВС V=1000м3

Резервуары для нефти V=1000м3 предусматриваются в количестве – 1шт. Резервуар устанавливается на железобетонный монолитный кольцевой фундамент шириной 1,0 м из бетона кл. С20/25 на сульфатостойком портландцементе по водонепроницаемости W6, армированный арматурой класса АIII. Под фундамент выполняется щебеночная подготовка, пропитанная битумом, толщиной 100 мм. Основанием под фундамент и дно резервуара служит двухъярусная грунтовая подушка.

Состав грунтовой подушки: ярус 1 – послойно уплотненная песчано-гравийная смесь с добавлением до 40% (по объему) глинистого грунта; ярус 2 – послойно уплотненная песчано-гравийная смесь.

Гидроизолирующий слой выполняется из супесчаного грунта влажностью не более 3%, перемешанного с вяжущим веществом (8-10%) от объема смеси. В качестве вяжущих веществ, применяются жидкие нефтяные битумы.

Для подвода и вывода наполнения резервуаров предусмотрена сеть технологических трубопроводов, под которые предусмотрены опоры из с/ст бетона С16/20 и С12/15 W6. Под опоры предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности опор, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Вокруг резервуара устраивается бетонная отмостка.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

4.2.3 Площадка под блок дозирование реагентов

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 7.0 х 4.2 м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт.

По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм и бетонная подготовка толщиной 100мм.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный трап для стока дождевых вод.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-АС. ОПЗ	Лист
										57
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

4.2.4 Шламонакопитель

Шламонакопитель представляет собой прямоугольную металлическую ёмкость, состоящую из четырёх секций, расположенную на глубине -2,5 метра под уровнем земли, верх на высоте +0,5 метра от поверхности земли. Такая конструкция предназначена для сбора и хранения шламов, образующихся в процессе очистки сточных вод и других производственных процессов.

Основные характеристики и элементы конструкции: шламонакопитель состоит из четырех контейнеров, разделенных внутри на отдельные секции, что упрощает монтаж и эксплуатацию системы. Такое разделение позволяет обеспечить эффективную работу каждой части конструкции и облегчить обслуживание.

Шламонакопитель изготовлен из металлических материалов: корпус выполнен из прокатных листов, а для усиления использован металлический швеллер. Такая конструкция обеспечивает необходимую прочность и долговечность, а также устойчивость к внешним нагрузкам и агрессивной среде, связанной с работой устройства.

Под шламонакопитель предусмотрена щебеночная подготовка толщиной 100 мм, пропитанная битумом для защиты от влаги и повышения устойчивости к воздействию грунта. Это предотвращает разрушение и коррозию конструкции из-за контакта с влажной средой.

Антикоррозийная обработка: наружные стены, соприкасающиеся с грунтом, обрабатываются битумно-лаковой краской (БЛК) в два слоя. Это обеспечивает дополнительную защиту от воздействия влаги и агрессивных химических веществ, а также способствует увеличению срока службы шламонакопителя.

4.2.5 Насосная пластовой воды

Здание Технологической насосной прямоугольное, с габаритными размерами в осях 15,0 х 7,0м. Высота помещения до конька крыши 5,3 метра. По периметру здания выполнена бетонная отмостка шириной 1,0 метра.

В осях А-В предусмотрена кран-балка опорная с грузоподъемностью 3,5т.

Для обслуживания кран-балки, металлическая стремянка и площадка для обслуживания приняты по серии 1.450.3-7.94 в 0-1.

В здании запроектированы следующие помещения:

- насосная – 90,0 м2;
- электрощитовая – 20,25 м2.

Фундаменты - столбчатые монолитные железобетонные фундаменты из с/с бетона кл.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-АС. ОПЗ	Лист
										58
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

C16/20, W6, F150, армированы арматурой кл.АIII. Под все фундаменты выполняется щебеночная подготовка, пропитанная битумом толщиной 100 мм.

Фундаменты под оборудование - монолитные железобетонные фундаменты из с/с бетона кл. C16/20, W6, F150, армированы арматурой кл.АIII.

Под фундаменты выполняется щебеночная подготовка, пропитанная битумом толщиной 100 мм

Основными несущими конструкциями являются колонны, балки.

Материалы стальных конструкций и их марки должны соответствовать требованиям ГОСТ 380-94 «Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки», ГОСТ 27772-88 «Прокат для стальных конструкций».

Ограждающие конструкции стен и кровли – панели типа «Сэндвич», толщиной 150мм, с негорючим минераловатым утеплителем на базальтовой основе.

Полы - конструкция полов предусмотрена и указана на чертежах. Под полами выполняется щебеночная подготовка, пропитанная битумом, толщиной 100 мм.

Окна - металлопластиковые, индивидуального изготовления и по Серия 1.436.3-24– из горячекатаных и гнутых профилей.

Двери - приняты металлические противопожарные индивидуального изготовления по ГОСТ-31173-03 из поливинилхлоридных профилей.

Ворота приняты индивидуального изготовления рольворота с размером 3,5 x 4,0h м.

Цоколь - монолитный железобетонный кл. C12/15 W6 F150 на с/ст портландцементе с армированием арматурой класса АIII, с облицовкой пенополистерол "Пеноплекс" толщиной 80мм.

Пандус и крыльца выполнены из монолитного бетона класса C12/15, C16/20, W6, армированы арматурой кл. АIII.

Вокруг здания предусмотрена бетонная отмостка шириной 1.0м.

Категория помещения, зданий по взрывопожарной и пожарной опасности – Д.

Класс ответственности – II.

Степень огнестойкости здания – Ша.

Строительный объем – 771,7 м³.

Площадь застройки – 145,6 м².

4.2.6 Площадка под компрессорной станций С-0102А/В

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 9.7 x 7.7 м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки C12/15, C10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт.

По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-АС. ОПЗ	Лист
										59
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100 мм.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный трап для стока дождевых вод.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

4.2.7 Опоры под внутриплощадочные трубопроводы

Под внутриплощадочные трубопроводы предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под опоры предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности опор, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Стойки приняты из металлического прокатного профиля.

4.2.8 Табличка – указательным знаком

Фундамент под табличку предусмотрены монолитные железобетонные столбчатые из сульфатостойкого бетона кл. С12/15, по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F100 с армированием. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундамента, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Стойки, приняты из металлического профиля.

4.2.9 Фундамент под ДЭС

Размер ДЭС в осях 2,4х5,0 м. ДЭС– блок полной заводской готовности. ДЭС устанавливается на дорожные плиты 1П30.18 в количестве 3-х шт, из которых выполнено основание. Дорожные плиты по ГОСТ 21924.0-84. В основании плит предусматривается устройство подготовки из щебня, пропитанного битумом толщиной 100 мм. Разрывы между плитами заполняются щебнем толщиной 150 мм. Вокруг ДЭС предусмотрена бетонная отмостка шириной 1.0м.

4.2.10 Фундамент под ВМО-16

Под высоко мачтовую опору ВМО-16 высотой 20.0 м предусмотрен железобетонный фундамент из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6, с армированием. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

4.2.11 Фундамент под щит силовой

Под щит силовой предусмотрен фундамент из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F100. Под

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-АС. ОПЗ	Лист
										60
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

фундамент предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100 мм. Боковые поверхности опоры, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Стойки, приняты из металлического профиля.

4.2.12 Опоры под тепловые сети

Под внутриплощадочные трубопроводы предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под опоры предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности опор, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

4.2.13 Кабельная эстакада

Кабельная эстакада представляет собой протяженное линейное сооружение. Под стойки кабельной эстакады предусмотрены монолитные железобетонные столбчатые фундаменты из сульфатостойкого бетона кл. С16/20, по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F75. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

Стойки и балки эстакады приняты из металлического профиля.

4.3 Мероприятия по взрыво-пожаробезопасности

Все сооружения запроектированы с учетом требований по взрывопожаробезопасности согласно СН РК 2.01-01-2013, СН РК 3.02-27-2023, СТ РК 1174-2003, СН РК 4.02-101-2012, ВУПП-88, ВНТП 3-85.

4.4 Защитные мероприятия

Под подошвой фундаментов выполнить подготовку из щебня толщиной 100мм, пропитанного горячим битумом до полного насыщения. Грунты основания фундаментов предварительно трамбуются тяжелыми трамбовками.

Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом БЛК за 2 раза.

Бетон для бетонных и ж/бетонных конструкций принят на сульфатостойком портландцементе ввиду сульфатной агрессии грунтов по отношению к бетонам нормальной плотности. Марка бетона по водонепроницаемости W6, морозостойкость бетона F75.

Металлоконструкции очистить от окалины и окрасить эмалевой краской ХВ-124 ГОСТ 10144-89* по грунту ФЛ-03К ГОСТ 9109-81*.

Толщина защитного слоя бетона наружных элементов-50мм., подземных- 70мм.

Подливку выполнить из безусадочной цементной смеси BASF или аналогичной, с характеристиками не ниже бетона кл. С16/20.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-АС. ОПЗ	Лист
										61
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

4.5 Контроль качества ЖБИ

Контроль качества бетона включает следующие этапы:

- 1. **Контроль сырья:** проверка качества цемента, заполнителей и добавок.
- 2. **Контроль процесса замешивания:** контроль соотношения компонентов, времени смешивания и температуры.
- 3. **Контроль качества смеси:** определение однородности, консистенции и плотности.
- 4. **Контроль формовки:** проверка на соответствие формам и стандартам.
- 5. **Контроль твердения:** регулярное тестирование проб на прочность (испытания на сжатие через 7, 14 и 28 дней).
- 6. **Испытания на водонепроницаемость:** контроль согласно стандартам на определение марки по водонепроницаемости.

Бетонные работы вести в соответствии с чертежами проекта, проектом производства работ и требованиями СН РК 5.03-07-2013 "Несущие и ограждающие конструкции".

При необходимости устройства рабочих швов их следует располагать в наименее ответственных местах конструкций. Распалубку конструкций производить при достижении бетоном 70% проектной прочности. Величину строительного подъема принимать не менее 4мм на погонный метр пролета.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-АС. ОПЗ	Лист
										62
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Согласовано			
Разработчик			

Формат А4

СОДЕРЖАНИЕ:

5 **КОНСТРУКЦИИ МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ** 65

5.1 **Введение** 65

5.2 **Основные проектные решения** 65

 5.2.1 Площадка резервуаров РВС V=1000м3 65

5.3 **Конструктивные решения** 66

5.4 **Изготовление и монтаж**..... 66

5.5 **Материалы**..... 66

5.6 **Мероприятия по взрыво-пожаробезопасности** 67

5.7 **Защитные мероприятия**..... 67

5.8 **Контроль качества**..... 67

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-КМ.ОПЗ	Лист
										64
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

5 КОНСТРУКЦИИ МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ

5.1 Введение

Раздел «Конструкции металлические» рабочего проекта «Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область, Байганинский район» разработан на основании договора №932469//156/2023АТ от 13.12.2023г. и задания на проектирование выданных ТОО «Казахтуркмунай».

Исходные данные для проектирования:

- Задание на проектирование, выданное ТОО «Казахтуркмунай»;
- Отчет топо-геодезических изысканий по рабочему проекту: «Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область, Байганинский район», выполненным ТОО «КМГ Инжиниринг»;
- Отчет инженерно-геологических изысканий «Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область, Байганинский район» выполненным ТОО «СтройРекламПроект»;

Данная проектная документация по представленным разделам выполнена на стадии «Рабочий проект» в соответствии с нормативными требованиями РК.

При разработке рабочей документации использовалась следующая нормативная документация:

- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- ВСН 51-3-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов»;

5.2 Основные проектные решения

Объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений определялись в соответствии со строительными нормами и технологическими процессами, при этом в основу приняты нормативные документы РК.

Принятые объемно-планировочные и конструктивные решения обеспечивают безопасную эксплуатацию зданий и сооружений.

В разделе предусмотрены конструкции металлические по следующим резервуарам:

- Площадка резервуаров РВС V=1000м3;

5.2.1 Площадка резервуаров РВС V=1000м3

Резервуары для нефти V=1000м3 предусматриваются в количестве – 1шт. Резервуар устанавливается на железобетонный монолитный кольцевой фундамент шириной 2,0 м из бетона.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-КМ.ОПЗ	Лист
										65
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

5.3 Конструктивные решения

Тип резервуара - вертикальный цилиндрический со стационарной крышей. Стенка и днище резервуара запроектированы по способу рулонной сборки и изготавливаются в виде полотнищ, которые транспортируются к месту строительства, свернутыми в рулон. Крыша резервуара - коническая, состоящая из щитов заводского изготовления. Резервуар является конструктивно устойчивым.

5.4 Изготовление и монтаж

Изготовление конструкций резервуара выполняется на заводе металлоконструкций, имеющим необходимое оборудование для выпуска резервуара, лицензии на соответствующий вид деятельности, систему управления качеством выпускаемой продукции по стандартам серии ISO 9000.

Конструктивные элементы сварных соединений и швов должны выполняться с учетом требований СН РК 3.05-24-2004 п.8.1.2.

При монтаже конструкций резервуара сварные соединения выполнять полуавтоматической сваркой в среде защитных газов или ручной сваркой. Технология сварки и сварочные материалы должны обеспечивать механические характеристики сварных соединений, включая требования по ударной вязкости, не ниже нормируемых характеристик основного металла.

Монтаж, испытание и приемка резервуара должны осуществляться в соответствии с проектом производства работ (ППР).

Приварка к стенке резервуара конструктивных элементов, не предусмотренных или не привязанных по расположению в настоящем проекте, должна выполняться с учетом требований СН РК 3.05-24-2004 и согласованы с разработчиком настоящего проекта КМ.

Контроль качества сварных соединений резервуара должен проводиться в соответствии с разделом 19 СН РК 3.05-24-2004 и указаниями настоящего проекта.

5.5 Материалы

Материалы, используемые в конструкциях резервуара, удовлетворяют требованиям стандартов и техническим условиям, а также дополнительным требованиям настоящего проекта и приведены в технической спецификации стали.

Прокат для изготовления конструкций: сталь марки Ст3сп5 по ГОСТ 14637-89* или ГОСТ 535-88*.

Для крепежных деталей (болтов, гаек, шайб) фланцевых соединений следует применять сталь марки Ст3сп5 по ГОСТ 535-88*.

Для крепежных деталей применяется сталь с высоким уровнем механических свойств и гарантии по ударной вязкости ГОСТ 24379.0-80*.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-КМ.ОПЗ	Лист
										66
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Для монтажных болтов и гаек (временно используемых при сборке) допускается применять сталь 20 (20 пс) по ГОСТ 1050-88* или аналогичную.

5.6 Мероприятия по взрывопожаробезопасности

Все сооружения запроектированы с учетом требований по взрывопожаробезопасности согласно СН РК 2.02-01-2013, СН РК 3.02-27-2013, СТ РК 1174-2003, СН РК 4.02-101-2012, ВУПП-88, ВНТП 3-85.

5.7 Защитные мероприятия

Защита от коррозии поверхностей стальных конструкции резервуара выполнить с учетом требований СНиП РК 2.03.11-85 "Защита строительных конструкций от коррозии" и СН РК 3.05-24-2004.

5.8 Контроль качества

При выполнении работ по защите от коррозии должны выполняться входной, операционный и приемочный контроль.

Результаты входного контроля должны быть занесены в журнал входного контроля ЛКМ или в другой документ утверждённой формы. По результатам входного контроля должен быть оформлен акт приемки ЛКМ.

Операционный контроль включает контроль качества подготовки поверхности, контроль климатических условий, контроль качества подготовки материала перед его нанесением, контроль качества нанесения материала. Он должен осуществляться производителем работ в присутствии представителей заказчика работ, а при необходимости, производителя лакокрасочного материала и других заинтересованных лиц. Обнаруженные в процессе операционного контроля дефекты должны быть устранены до начала последующих работ.

Для приемки готового покрытия должны быть предоставлены следующие документы:

- документы, подтверждающие качество материалов (паспорта качества на ЛКМ, свидетельства о государственной регистрации; акты входного контроля и т.п.);
- документы, подтверждающие качество растворителей, абразивного материала (паспорта, сертификаты и т.п.), сжатого воздуха и т.д.);
 - Акты входного контроля ЛКМ;
 - Журнал производства окрасочных работ;
 - Акты приемки работ по защите от коррозии;
 - Данные о замере толщине сухой плёнки.

Приёмочная комиссия подписывает Акт приемки готового покрытия на основании результатов приёмки и представленных для контроля документов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-КМ.ОПЗ	Лист
										67
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Согласовано			
Разработал			

ИНВ. № подл.	Подп. и дата	ИНВ. № подл.

0203-932469-156-2023AT-01-ATX.OПЗ

						0203-932469-156-2023АТ-01-АТХ.ОПЗ			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область Байганинский район	Стадия	Лист	Листов
Разработ.	Койшиев						РП	68	6
Проверил	Койшиев						 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		
ГИП	Куракбаев								
Д.контроль	Рахимберге								
Н.контроль									

СОДЕРЖАНИЕ:

6	АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ	70
6.1	Исходные данные	70
6.2	Основные проектные решения	70
6.3	Принятые проектные решения	71
6.4.1	Основные технические решения по контролю и управлению технологических процессов.....	72
6.4.1.1	Монтаж двух шламонакопителей V=200м3;.....	72
6.4.1.2	Перенос площадки КСУ, совместно с двумя существующими компрессорами К-1, К-2 (УВН-4.5,5Ш Ех) за ограждение УПН Ю.Каратобе;.....	72
6.4.1.3	Установка новых компрессорных станций ВД (К-3, К-4), в количестве 2ед. на участке существующей буферной емкости;	72
6.4.1.4	Монтаж нового нефтяного резервуара РВС-1000м3 на месте демонтированного РВС-400м3;	73
6.4.1.5	Монтаж двух дополнительных насосов Н-3, Н-4 для перекачки пластовой воды от РВС-400м3 на РВС-1000м3;.....	73
6.4.2	Система обнаружения загазованности	73
6.5	Внутриплощадочные сети	74
6.6	Расположение средств КИПиА.....	74
6.7	Защитные меры.....	74

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-АТХ.ОПЗ	Лист
										69
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

6 АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

6.1 Исходные данные

Раздел «Автоматизация технологических процессов» (далее АТХ) рабочего проекта «Реконструкция УПН Ю.Каратобе.» разработан на основании договора №932469//156/2023АТ от 13.12.2023г. и задания на рабочий проекта выданных ТОО «Казахтуркмунай».

Проектная организация – Атырауский Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг».

Исходные данные для проектирования:

- Задание на рабочий проект, выданных ТОО «Казахтуркмунай»;
- Отчет топо-геодезических изысканий по рабочему проекту «Реконструкция УПН Ю.Каратобе» выполненным Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг»;
- Отчет инженерно-геологических изысканий по рабочему проекту «Реконструкция УПН Ю.Каратобе» выполненным ТОО «СтройРекламПроект».

В разделе АТХ принятые технические решения по контролю и автоматизации технологических процессов проектируемых объектов разработаны в полном соответствии со следующими действующими нормами и правилами:

Перечень использованной нормативной документации:

- ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений;
- ГОСТ 21.408-2013 «Система проектной документации для строительства (СПДС). Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;
- СН РК 4.02-03-2012. Системы автоматизации;
- ПУЭ РК 2022 Правила устройства электроустановок;

6.2 Основные проектные решения

В объем настоящего раздела проекта входит разработка автоматизация технологических процессов «Реконструкция УПН Ю.Каратобе.» Актюбинская область Байганинский район.

Объекты автоматизации

В состав сборного пункта входят следующие установки и системы, подлежащие автоматизации технологических процессов и включающие в себя следующее оборудование:

- Монтаж двух шламонакопителей V=200м3;
- Перенос площадки КСУ, совместно с двумя существующими компрессорами К-1, К-2 (УВН-4.5,5Ш Ех) за ограждение УПН Ю.Каратобе;
- Установка новых компрессорных станций ВД (К-3, К-4), в количестве 2ед. на участке существующей буферной емкости;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-АТХ.ОПЗ	Лист
										70
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Монтаж нового нефтяного резервуара РВС-1000м3 на месте демонтированного РВС-400м3;
- Монтаж двух дополнительных насосов Н-3, Н-4 для перекачки пластовой воды от РВС-400м3 на РВС-1000м3;

6.3 Принятые проектные решения

При принятии проектных решений учитывалось решение по организации дистанционного, автоматического контроля и управления за технологическими процессами, а именно:

- автоматизация основных алгоритмов контроля и сигнализации;
- индикация технологических параметров на АРМ оператора, откуда оператор при любом аварийном отклонении может самостоятельно принять решение и перейти к безопасному и организованному останову технологического процесса.

Принятая степень автоматизации обеспечивает эксплуатацию проектируемых установок на заданных режимах в основном без постоянного присутствия на них обслуживающего персонала, дистанционный контроль и управление технологическим процессом.

Полевой комплекс технических средств (КТС) оснащен датчиком измерения давления, датчиком температуры и манометром, датчик уровня, сигнализатор уровня и регулирующие клапаны.

При выполнении данного раздела проекта учитывается производственная необходимость оснащения приборами контроля и измерения технологического оборудования на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности.

Настоящим разделом проекта все технологическое оборудование оснащается полевыми приборами КИПиА с выводом сигналов о параметрах технологического процесса и сигнализацией на станцию управления и далее на автоматизированное рабочее место оператора (АРМ) в операторной.

Структурная схема автоматизации представлена документами 0203-932469-156-2023АТ-02-01-АТХ-02.

Описание технологического процесса всецело представлено в технологическом разделе проекта - марка ТХ. Основные проектные решения по автоматизации технологических процессов представлены на чертежах 0203-932469-156-2023АТ-02-01-АТХ-02.

В данном проекте все сигналы от приборов КИПиА поступают в шкаф автоматики, установленный в существующей операторной.

Обязательное требование, предъявляемые заказчиком к оборудованию КИПиА то, что все приборы КИП, показывающие по месту и датчики с дистанционной передачей данных, а также контроллерное (ПЛК) оборудование должны иметь:

- сертификаты о внесении в реестр РК (СТ РК 2.21-2007; СТ РК 2.30-2007);

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инв. №	Описание технологического процесса всецело представлено в технологическом разделе проекта - марка ТХ. Основные проектные решения по автоматизации технологических процессов представлены на чертежах 0203-932469-156-2023АТ-02-01-АТХ-02. В данном проекте все сигналы от приборов КИПиА поступают в шкаф автоматики, установленный в существующей операторной. Обязательное требование, предъявляемые заказчиком к оборудованию КИПиА то, что все приборы КИП, показывающие по месту и датчики с дистанционной передачей данных, а также контроллерное (ПЛК) оборудование должны иметь: сертификаты о внесении в реестр РК (СТ РК 2.21-2007; СТ РК 2.30-2007);								
			0203-932469-156-2023АТ-01-АТХ.ОПЗ						Лист		
									71		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

- сертификат о происхождении товара;
- сертификат о заводской поверке;

В соответствии с техническим заданием и по результатам обсуждений с заказчиком было принято решение использовать существующий шкаф автоматики.

Для реализации проектных решений в составе шкафа предусмотрена установка дополнительных модулей на базе оборудования Mitsubishi Electric и HIMA.

6.4.1 Основные технические решения по контролю и управлению технологических процессов

Данным разделом проекта предусматривается контроль параметров и автоматизация на следующих объектах:

6.4.1.1 Монтаж двух шламонакопителей V=200м3;

Проектом предусматривается нижеследующие приборы КИП в отстойнике для нефти:

- датчик давления и манометр;
- датчик уровня;
- уровнемер межфазный;
- датчик сигнализации верхнего уровня;
- термометр;
- датчик загазованности;
- светозвуковой оповещатель.

6.4.1.2 Перенос площадки КСУ, совместно с двумя существующими компрессорами К-1, К-2 (УВН-4.5,5Ш Ех) за ограждение УПН Ю.Каратобе;

Проектом предусматривается нижеследующие приборы КИП в КСУ:

- датчик уровня;
- датчик загазованности;
- светозвуковой оповещатель.

Шкаф управления комплектуется заводом изготовителем, от шкафа управления до операторной предусмотрена прокладка интерфейсный кабель (для RS485).

6.4.1.3 Установка новых компрессорных станций ВД (К-3, К-4), в количестве 2ед. на участке существующей буферной емкости;

Проектом предусматривается нижеследующие приборы КИП в КСУ:

- датчик давления;

Шкаф управления комплектуется заводом изготовителем, от шкафа управления до операторной предусмотрена прокладка интерфейсный кабель (для RS485).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-АТХ.ОПЗ	Лист
										72
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

6.4.1.4 Монтаж нового нефтяного резервуара РВС-1000м3 на месте демонтированного РВС-400м3;

Проектом предусматриваются нижеследующие приборы КИП в РВС-1000м3 для хранения нефти:

- манометр;
- датчик уровня;
- уровнемер межфазный;
- датчик сигнализации верхнего уровня;
- термометр;
- датчик загазованности;
- светозвуковой оповещатель.

6.4.1.5 Монтаж двух дополнительных насосов Н-3, Н-4 для перекачки пластовой воды от РВС-400м3 на РВС-1000м3;

Проектом предусматриваются нижеследующие приборы КИП в емкости для хранения воды V=100м3:

- датчик давления и манометр;
- уровнемер межфазный;
- аварийный сигнализатор верхнего и нижнего уровня;
- датчик температуры;
- датчик загазованности;
- светозвуковой оповещатель.

6.4.2 Система обнаружения загазованности

Система обнаружения загазованности (ГО) непрерывно контролирует присутствие огнеопасных газов, технологических агрегатах, в зонах инженерного обеспечения, на участках расположение двигателей и принимает необходимые действия по обеспечению безопасности посредством системы громкой связи/ общего оповещения (ГС/ОО).

Сигналы с датчиков будут заведены на существующий шкаф автоматики с ПЛК, расположенный в операторной.

Для предотвращения подачи ложного сигнала оборудование системы газообнаружения запрограммировано на подачу сигнала при логике 1 из 2 диагностике неисправностей внутри системы (20% НКПР и 50% НКПР). Приемная аппаратура имеет средства для проведения непрерывного полного анализа своих внутренних операций с информацией о состоянии на основе диагностического анализа.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-АТХ.ОПЗ	Лист
										73
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Логическое решющие устройство предусматривается для определения и подтверждения действительности создавшихся аварийных условий, а исполнительные выходные цепи будут выполнять в соответствии с запрограммированной логикой определенные действия:

- включение тревожного оповещения через систему ГС/ОО;
- порог 1 (20% НКПР) и порог 2 (50% НКПР).

6.5 Внутриплощадочные сети

В данном проекте предусматривается строительство кабельной эстакады, разрабатываемой в части проекта по марке, АС.

Основные высоты от принятой нулевой отметки до кабеля несущих конструкций принимаются 2.5м. При переходах через дорогу принимается высота 4.5м. От всех площадки и дренажной емкости, площадки факельной установки контрольные кабелей до операторной прокладывается на проектируемой эстакаде.

Кабель по эстакаде прокладывается отдельно с силовыми кабелями.

6.6 Расположение средств КИПиА.

Средства КИП полевого уровня для контроля давления, температуры, уровня, устанавливаются на технологическом оборудовании и трубопроводах.

При производстве работ по монтажу и наладке систем автоматизации должны соблюдаться требования СНиП 3.05.07-85.

Монтаж приборов и средств автоматизации, электрических и трубных проводок необходимо выполнить в соответствии со схемами внешних проводок, кабельным журналом, планом расположения оборудования и проводок.

Бобышки, гильзы и другие устройства для монтажа первичных приборов на технологических трубопроводах и оборудовании, должны быть установлены до начала монтажа приборов организациями, изготавливающими и монтирующими технологическое оборудование и трубопроводы в соответствии с заданием на размещение элементов автоматики на технологическом оборудовании и трубопроводах.

Установку приборов и средств автоматизации на технологическом оборудовании и трубопроводах следует выполнять в соответствии с инструкциями по эксплуатации и технической документации приборов.

6.7 Защитные меры

В рабочем проекте предусматривается ряд мероприятий по технике безопасности, промышленной санитарии и противопожарной безопасности в целях предупреждения несчастных случаев и обеспечения нормальных и комфортабельных условий труда и отдыха в соответствии с действующими в Республике Казахстан стандартами и нормами.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-АТХ.ОПЗ	Лист
										74
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Основными мероприятиями являются:

- герметизированная система технологического режима;
- обеспечение герметичности и прочности технологических аппаратов, арматуры и трубопроводов в соответствии ГОСТ 12.2.003-91;
- обеспечение размещения технологических установок, коммуникаций на расстояниях в соответствии с ВНТП 3-85 и СН РК 3.01-03-2011 с учётом функционального назначения и розы ветров;
- защитное заземление является основным средством защиты персонала от поражения электрическим током в соответствии с СП РК 4.04-107-2019, ПУЭ РК 2022.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-АТХ.ОПЗ	Лист
										75
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

2024

7. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ПОЖАРНАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ

Согласовано							Разработан	Инв. № подл.	Подп. И дата	Инв. № подл.	0203-932469-156-2023АТ-01-АПС.ОПЗ									
											Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область Байганинский район	Стадия	Лист	Листов
Инв. № подл.	Разработ.	Сакташев							РП	76										
	Проверил	Койшиев							 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"											
	ГИП	Куракбаев	2024																	
	Д.контроль	Рахимбергенов	2024																	
	Н.контроль																			

СОДЕРЖАНИЕ:

АВТОМАТИЧЕСКАЯ ПОЖАРНАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ.....	78
7.1 Исходные данные	78
7.2 Функции системы автоматической пожарной сигнализации	78
7.3 Основные решения по автоматической пожарной сигнализации	79
7.4 Электропитание автоматической пожарной сигнализаций	80
7.5 Монтаж оборудования.....	80
7.6 Кабельная продукция.....	80
7.7 Заземление	81
7.8 Перечень нормативный литературы	81

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							Лист	
									77	
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0203-932469-156-2023АТ-01-АПС.ОПЗ	

АВТОМАТИЧЕСКАЯ ПОЖАРНАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ

7.1 Исходные данные

Раздел «Автоматическая пожарная сигнализация» рабочего проекта «Реконструкция УПН Ю.Каратобе.» разработан на основании договора №932469//156/2023 АТ от 13.12.2023г. и задания на рабочий проекта выданных ТОО «Казахтуркмунай».

Исходные данные для проектирования:

- Задание на проектирование, выданное ТОО «Казахтуркмунай»;

Данная проектная документация по представленным разделам выполнена на стадии «Рабочий проект» в соответствии с нормативными требованиями РК.

При разработке рабочей документации использовалась следующая нормативная документация:

Раздел проекта «Автоматическая пожарная сигнализация» разработан на основании:

- Задания на проектирование;
- Технической документации на оборудование и средства пожарной сигнализации.

Настоящий раздел к проекту выполнен в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов республики Казахстан, обеспечивающих безопасную эксплуатацию предусматриваемых объектов:

- СН РК 2.02-102-2022 «Пожарная автоматика зданий и сооружений»;
- СН РК 2.02-11-2002 Нормы оборудования зданий, помещений автоматической пожарной сигнализации, пожаротушения и оповещения людей о пожаре;
- ПУЭ РК 2022 Правила устройства электроустановок Республики Казахстан;
- «Правила промышленной безопасности при проведении взрывных работ РК».

7.2 Функции системы автоматической пожарной сигнализации

Целью разработки настоящего раздела к проекту является создание автоматизированной системы пожарной сигнализации, способной обеспечить раннее предупреждение о возгорании.

Создаваемая система АПС будет состоять из следующих подсистем:

- Системы обнаружения очага возгорания;
- Системы передачи данных;
- Системы светозвукового оповещения.

В качестве объекта, оборудуемых АПС рассматриваются резервуар РВС-1000м3 и площадка КСУ.

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

						0203-932469-156-2023АТ-01-АПС.ОПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		78

7.3 Основные решения по автоматической пожарной сигнализации

Согласно заданиям, на проектирования проектом предусматривается установка систем пожарной сигнализации на резервуарный парк и технологической установки:

- тепловых датчиков обнаружения пожара для обнаружения очага возгорания в технологических объектах;
- ручных пожарных извещателей для предупреждения одним работником о возгорания объекта и/или объектов других персоналов;
- светозвуковых оповещателей для предупреждения о возгорания объекта и/или объектов других персоналов.

Проектом предусмотрена установка тепловых датчиков обнаружения пожара (С2000-Спектрон-101-Т-Р-Н) на крыше резервуаров. На крыше каждого резервуаров будет предусмотрено четыре тепловых извещателей.

Проектом предусмотрена установка ручных пожарных извещателей (Спектрон-512-EXD-A/Н-ИПР) на площадке уровне 1,5 метра от уровня земли. В соответствии СН РК 2.02-2019 и СП РК 2.02-102-2014 «Пожарная автоматика зданий и сооружений» расстояние между ручными пожарными извещателей не превышает 100 метров вне зданий по каждому направлению эвакуации. Ручной пожарные извещатели установлен в местах, удаленных от электромагнитов и других устройств, воздействие которых может вызвать самопроизвольное срабатывание ручного пожарного извещателей. Места установки ручных пожарных извещателей имеют освещенность не менее 50 лк.

Светозвуковой оповещател (BC-07e-Ex-ЗИ) монтируется на высоте достаточной для прослушивания и визуального наблюдения при оповещении о пожаре. Размещение светозвуковых оповещателей обеспечивает общий уровень звука не менее 75 дБ на расстоянии 3 метра от оповещателя, но не более 110 дБ в любой точке защищаемого помещения. Сигналы звукового оповещения отличаются от сигналов другого назначения. Оповещатели не имеют регуляторов громкости и подключены к сети без разъемных устройств.

Шкаф пожарной сигнализация существующая в здании операторной на уровне 1,5 метра. используется для контроля и управления системой пожарной сигнализации, оповещения, пожаротушения, дымоудаления и вспомогательным инженерным и технологическим оборудованнием участвующим в обеспечении пожарной безопасности.

- Встроенный модуль контроля кольцевой линии ДПЛС "С2000-КДЛ" на 127 адресных устройств.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							Лист
			0203-932469-156-2023АТ-01-АПС.ОПЗ						
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

7.4 Электропитание автоматической пожарной сигнализаций

По степени обеспечения надежности электроснабжения проектируемые установки относятся к 1 категории согласно ПУЭ РК от 2022г.

Для обеспечения бесперебойного электропитания предусмотрен прибор приемно-контрольный и управления пожарный, который имеет встроенный резервированный источник питания.

Для защиты от поражения электрическим током предусматривается использование существующих контуров заземления зданий и сооружения

Подвод первичного электропитания осуществляется от существующих автоматов питания оборудования АПС.

7.5 Монтаж оборудования

Работы по монтажу технических средств автоматической установки пожарной сигнализации должны производиться в соответствии с утвержденной проектной документацией, СН РК 2.02-102-2022 «Пожарная автоматика зданий и сооружений», СН РК 2.02-11-2002 Нормы оборудования зданий, помещений автоматической пожарной сигнализации, пожаротушения и оповещения людей о пожаре, СП РК 4.04-106-2013 «Электрооборудование жилых и общественных зданий. Правила проектирования», ПУЭ РК от 2022, СТ РК ГОСТ Р 50776-2010 «Системы тревожной сигнализации», действующих государственных стандартов и других нормативных документов. Отступления от рабочей документации в процессе монтажа технических средств сигнализации не допускаются без согласования с заказчиком, с проектной организацией – разработчиком проекта, с органами государственного пожарного надзора. Изделия и материалы, применяемые при производстве работ, должны соответствовать спецификациям проекта, государственным стандартам, техническим условиям и иметь соответствующие сертификаты, технические паспорта и другие документы, удостоверяющие их качество.

Крепление приборов систем пожарной сигнализаций на стене и потолке произвести саморезами 3.0x20 с дюбелями 4.0x20.

7.6 Кабельная продукция

Выбор проводов и кабелей, способы их прокладки для организации шлейфов и соединительных линий пожарной сигнализации, произведен в соответствии с ПУЭ РК от 2022, СН РК 4.04-07-2019 «Электротехнические устройства», требованиями СН РК 2.02-02-2019 и СП РК 2.02-102-2022 «Пожарная автоматика зданий и сооружений» и технической документацией на приборы и оборудование системы.

Инв. №	№ подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							Лист
				0203-932469-156-2023АТ-01-АПС.ОПЗ						80
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Шлейфы пожарной сигнализации проложены с условием обеспечения автоматического контроля целостности их по всей длине и выполнены самостоятельными проводами и кабелями с медными жилами.

Шлейфы пожарной сигнализации выполнены кабелем МКЭШВнг-FRLS 1x2x1,5.

Шлейфы пожарной сигнализации в защищаемых помещениях и по трассам прокладываются отдельно от всех силовых, осветительных кабелей и проводов. При параллельной открытой прокладке расстояние между проводами и кабелями шлейфов пожарной сигнализации и соединительных линий с силовыми и осветительными проводами должны быть не менее 0,5 м. При необходимости прокладки этих проводов и кабелей на расстоянии менее 0,5 м от силовых и осветительных проводов они должны иметь защиту от наводок.

Расстояние от кабелей и изолированных проводов, прокладываемых открыто, непосредственно по элементам строительных конструкций помещений до мест открытого хранения (размещения) горючих материалов, должно быть не менее 0,6 м. При пересечении проводов и кабелей с трубопроводами расстояние между ними в свету должно быть не менее 50мм. При параллельной прокладке расстояние от проводов до трубопроводов должно быть не менее 10 мм. Кабели питания 220В прокладываются отдельно от слаботочных цепей.

Подключение по интерфейсу RS485 осуществляется медным кабелем «витая пара» КВПнг-5е 4x2x0,52.

7.7 Заземление

Для обеспечения безопасности людей все электрооборудование установок автоматической пожарной сигнализации должно быть надежно заземлено в соответствии с требованиями ПУЭ 2022 РК, СН РК 4.04-07-2019 и СП РК 4.04-107-2013 «Электротехнические устройства». Монтаж заземляющих устройств выполнить в соответствии с требованиями «Инструкции по выполнению сети заземления в электроустановках» – СН РК 4.04-07-2019. Сопротивление заземляющего устройства, используемого для заземления электрооборудования, должно быть не более 4 Ом. В качестве заземляющего устройства используются устройства, предусмотренные в электротехнической части проекта.

7.8 Перечень нормативный литературы

- СНиП РК 2.02-101-2022 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- СН РК 2.02-102-2022 «Пожарная автоматика зданий и сооружений»;
- СН РК 2.02-11-2002 «Нормы оборудования зданий, помещений и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации, автоматическими установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре»;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №					0203-932469-156-2023АТ-01-АПС.ОПЗ		Лист
									81
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

- ПУЭ 2022 РК «Правила устройства электроустановок Республики Казахстан».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							Лист	
									82	
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0203-932469-156-2023АТ-01-АПС.ОПЗ	

[illegible]

СОДЕРЖАНИЕ:

8. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ..... 85

8.1 Исходные данные 85

8.2 Потребители электроэнергии и электрические нагрузки 86

8.3 Сети электроснабжения 0,4кВ..... 87

8.4 Электроснабжение 88

8.5 Система пожаротушения 88

8.6 Маркировка кабельных линий..... 89

8.7 Здания блочно-модульного исполнения 89

8.8 Наружное освещение 89

8.9 Кабельные линии..... 90

8.10 Кабельная эстакада 90

8.11 Основные решения по системе электрообогрева..... 91

8.12 Заземление 92

8.13 Молниезащита..... 93

8.14 Охрана окружающей среды..... 93

8.15 Техника безопасности..... 93

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ЭС.ОПЗ	Лист
										84
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

8. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

8.1 Исходные данные

Раздел «Электроснабжение» рабочего проекта «Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область Байганинский район» разработан на основании следующих документов:

- Договор №932469//156/2023АТ от 13.12.2023г между ТОО Атырауский филиал «КМГ Инжиниринг» и ТОО «Казахтуркмунай» ;
- Задание на проектирование, выданное ТОО «Казахтуркмунай» от 13.12.2023 года, утвержденный Генеральным директором ТОО «Казахтуркмунай»;
- Отчет топогеодезических изысканий по рабочему проекту: «Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область Байганинский район» выполненным Атырауским филиалом «КМГ Инжиниринг»;
- Технический отчет инженерно-геологических изысканий по рабочему проекту: «Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область Байганинский район», выполненным ТОО «СтройРекламПроект»;
- Техническое условие на подключение ТОО «Казахтуркмунай» № 03/03/2025 от 03.03.2025г.

Данная проектная документация по представленным разделам выполнена на стадии «Рабочий проект» в соответствии с нормативными требованиями РК. Технические решения, принятые в рабочих чертежах, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории РК и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных чертежами мероприятий.

При разработке рабочей документации использовалась следующая нормативная документация:

- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектно-сметной документации на строительство»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»
- ПУЭ РК- 2022 Правила Устройства Электроустановок;
- СН РК 4.04-07-2023 «Электротехнические устройства»;
- СП РК 4.04-107-2013 «Электротехнические устройства»;
- СП РК 2.04-103-2013 «Устройства молниезащиты зданий и сооружений»;
- СП РК 4.04-108-2014 «Проектирование электроснабжения промышленных предприятий».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ЭС.ОПЗ	Лист
										85
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- А5-92 «Прокладка кабелей напряжением до 35кВ в траншеях.

Краткая характеристика природно-климатических условий района строительства

Район строительства характеризуется указанными ниже природно-климатическими показателями, учитываемыми при проектировании электротехнического раздела:

- по классификации ПУЭ РК территория строительства относится к IV ветровому району. На высоте 15м от земли максимальный напор ветра составляет 65 даН/м², максимальная скорость ветра - 32 м/сек, повторяемость - 1 раз в 10 лет;
- по толщине стенки гололеда территория месторождения относится к II району. Нормативная толщина стенки гололеда с повторяемостью 1 раз в 10 лет составляет 15 мм.
- продолжительность гроз - менее 10 часов в год.

Атмосфера района загрязнена из-за наличия солей и пылевых микрочастиц в воздухе. Согласно карте районирования по степени загрязненности район характеризуется VI степенью загрязненности от природных источников загрязнения.

Подробные природно-климатические характеристики района строительства подробно представлены в общей части проекта.

8.2 Потребители электроэнергии и электрические нагрузки

Потребителями электрической энергии данного проекта являются:

1. Центробежные насосы
2. Блок дозирования реагентов
3. Полупогружные насосы, блоки управления технологического оборудования,
4. Наружное освещение территории
5. Система электрообогрева технологического оборудования.
6. Насосная станция пожаротушения, электроприводные задвижки пожаротушения.

Перечисленные выше потребители питаются от трехфазной сети переменного тока номинальным напряжением 380/220 В, 50 Гц.

Суммарная установленная мощность потребителей – 578,96кВт. Суммарная расчетная мощность – 500,96 кВт.

По степени обеспечения надежности электроснабжения, электроприемники относятся к потребителям 1,2-ой категории по классификации ПУЭ Республики Казахстан ВНТП-3-85 таблица 6 п .8.

Основные технические показатели приведены в таблице №1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №	номинальным напряжением 380/220 В, 50 Гц.					
			Суммарная установленная мощность потребителей – 578,96кВт. Суммарная расчетная мощность – 500,96 кВт.					
			По степени обеспечения надежности электроснабжения, электроприемники относятся к потребителям 1,2-ой категории по классификации ПУЭ Республики Казахстан ВНТП-3-85 таблица 6 п .8.					
Основные технические показатели приведены в таблице №1.								
						0203-932469-156-2023АТ-01-ЭС.ОПЗ		Лист
								86
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Объект УПН Ю.Каратобе.

№	Наименование	Кол.	Напр. сети В	Руст, кВт	Р расч, кВт	cosφ	Ток, А
1 категории по надежности электроснабжения							
1	Система пожаротушения	1	0,4	144,7	88,7	0,85	158,7
2 категории по надежности электроснабжения							
1	Дренажные полупогружные насосы	2	0,4	18,5	18,5	0,85	33,1
2	Центробежные насосы	2	0,4	22,0	22,0	0,9	38,1
3	Обогрев линии трубопроводов -ШУЭ1	1	0,4	0,5	0,5	0,85	0,9
4	Обогрев линии трубопроводов -ШУЭ2	1	0,4	9,44	12,0	0,85	16,87
5	Обогрев линии трубопроводов факельного хозяйства -ШУЭ2	1	0,4	5,52	13,43	0,85	9,87
6	Шкаф управления дозирования реагентов	1	0,4	18,5	18,5	0,85	33,1
7	Компрессорная блочно-модульная	1	0,4	315,0	315,0	0,9	531,8
8	Освещение территории ЯУО N1	1	0,4	3,6	3,6	0,99	5,53
9	Освещение территории ЯУО N2	1	0,4	1,2	1,2	0,99	1,84
Итого:				578,96	500,96		

Годовое потребление электрической энергии при годовом числе использования максимума нагрузки 8000 часов:

$$W_{\Sigma} = P_p \times T_{\max} = 500,96 \times 8000 = 4007680 \text{ кВт/час.}$$

8.3 Сети электроснабжения 0,4кВ

Силовое электрооборудование, а также аппараты защиты, управления и сигнализации, типы и конструкции питающих и распределительных сетей на всех площадках выбираются на основании электрических нагрузок технологических, осветительных и прочих установок.

Все электрооборудование на проектируемых объектах выбрано в соответствии с условиями среды, в которой оно будет эксплуатироваться, и классификацией объектов по взрыво- и пожароопасности. Расчетная температура для электрооборудования, размещаемого на открытом воздухе, принята от -40°C до +45°C. Степень защиты оборудования по ГОСТ 15254-80 должна быть не ниже IP55, климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 при установке под открытым небом принимается УХЛ1, при установке под навесом - УХЛ2. Для оборудования, устанавливаемого в помещениях, степень защиты принимается не ниже IP31. Климатическое исполнение для оборудования, устанавливаемого в закрытых помещениях, приняты УХЛ3 для неотапливаемых помещений и УХЛ4 - для отапливаемых.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инв. №																										
условиями среды, в которой оно будет эксплуатироваться, и классификацией объектов по взрыво- и пожароопасности. Расчетная температура для электрооборудования, размещаемого на открытом воздухе, принята от -40°С до +45°С. Степень защиты оборудования по ГОСТ 15254-80 должна быть не ниже IP55, климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 при установке под открытым небом принимается УХЛ1, при установке под навесом - УХЛ2. Для оборудования, устанавливаемого в помещениях, степень защиты принимается не ниже IP31. Климатическое исполнение для оборудования, устанавливаемого в закрытых помещениях, приняты УХЛ3 для неотапливаемых помещений и УХЛ4 - для отапливаемых.																												
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>																		Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<table><tr><td>0203-932469-156-2023АТ-01-ЭС.ОПЗ</td><td>Лист</td></tr><tr><td></td><td>87</td></tr></table>	0203-932469-156-2023АТ-01-ЭС.ОПЗ	Лист		87
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата																							
0203-932469-156-2023АТ-01-ЭС.ОПЗ	Лист																											
	87																											

Все электроприемники запроектированы на напряжении 220/380 В.

8.4 Электроснабжение

Согласно ТУ электроснабжение:

1. На территории УПН выполняется от существующего РУНН-0,4кВ 3 и 11 секции путем установки автоматических выключателей, питание поступает на проектируемый полевой ВРУЗ, ЩСН БМЗ компрессорной. По степени обеспечения надежности электроснабжения потребители относятся ко 2-ой категории.
2. Питание системы пожаротушения запроектировано от существующего РУНН-0,4кВ. По степени обеспечения надежности электроснабжения станция пожаротушения относится к потребителям 1-ой категории. Для обеспечения 1 категории надежности и эффективной работы систем электроснабжения насосной станций пожаротушения, согласно техническим условиям проектом предусматривается : прокладка двумя кабельными линиями от разных секции шин, основные две 1 и 2 секция существующей РУНН-0,4кВ, третья с резервированием от дизель-генераторной установки (ДГУ) мощностью 140кВА. Пуск в работу дизельного генератора - автоматический, по факту исчезновения штатного напряжения питания, переключение источников питания потребителей запроектировано с использованием схемы автоматического включения резерва (АВР) на три ввода. Дизельный электрогенератор располагается в специализированном всепогодном контейнере, в котором предусматривается емкость с запасом дизельного топлива для работы дизельного генератора, позволяющего работать при полной электрической нагрузке 8ч.

8.5 Система пожаротушения

Потребителями электрической энергии являются; насосная станция пожаротушения, электроприводные задвижки пенопровода и водопровода системы пожаротушения.

Существующая насосная станция пожаротушения, с общей потребляемой электрической мощностью $P_p=88,7\text{кВт}$. Основные потребители насосные агрегаты (рабочие/резервные) с устройством плавного пуска и преобразователями частоты см.раздел ПТ.

По степени обеспечения надежности электроснабжения насосная станция пожаротушения относится к потребителям 1-ой категории. Электроснабжение насосной станции пожаротушения выполняется от 1 и 2 секции РУНН-0,4кВ. Резервное питание обеспечивается от дизель-генераторной станций мощностью 140кВА.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взаим. инв. №
электроприводные задвижки пенопровода и водопровода системы пожаротушения. Существующая насосная станция пожаротушения, с общей потребляемой электрической мощностью $P_p=88,7\text{кВт}$. Основные потребители насосные агрегаты (рабочие/резервные) с устройством плавного пуска и преобразователями частоты см.раздел ПТ. По степени обеспечения надежности электроснабжения насосная станция пожаротушения относится к потребителям 1-ой категории. Электроснабжение насосной станции пожаротушения выполняется от 1 и 2 секции РУНН-0,4кВ. Резервное питание обеспечивается от дизель-генераторной станций мощностью 140кВА.						
						Лист 88
0203-932469-156-2023АТ-01-ЭС.ОПЗ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Для распределения и управления электроприводными задвижками пенопровода и водопровода системы пожаротушения предусматривается установка шкафов управления задвижками (ШУЗ-3). Шкаф управления тремя задвижками, ШУЗ-3 имеет управление местное, дистанционное и автоматическое, а также выдает сигналы состояния электрозадвижек. Шкафы управления ШУЗ-3 размещаться в помещении здания операторной, электроснабжения шкафов ШУЗ-3 предусматривается от ВРУ1,2 (Более подробно смотрите графическую часть проекта).

8.6 Маркировка кабельных линий

Каждую кабельную линию 0,4кВ и 0,22кВ промаркировать, каждый кабель должен иметь свой номер или наименование. На открыто проложенных кабелях и на кабельных муфтах установить бирки. На скрыто проложенных кабелях в трубах или блоках бирки установить на конечных пунктах у концевых муфт, в колодцах и камерах кабельной канализации, а также у каждой соединительной муфты.

8.7 Здания блочно-модульного исполнения

Все здания блочно-модульного исполнения, укомплектованы:

- Щитом собственных нужд (ШСН) включает в себя - систему электроосвещения (рабочее, аварийное), систему отопления, вентиляции и кондиционирования.
- Пожарная сигнализация (ПС).

Блочно-модульные здания - запроектированы и укомплектованы электрооборудованием, монтируется и поставляется на площадку одним поставщиком в полной заводской готовности.

Здание: БМЗ Компрессорная; (поз 49) по плану представляет собой блочно-модульное здание, предусматривается в полной заводской готовности, включая в себя электроосвещение (рабочее, аварийное), вентиляцию, отопление, кондиционирование.

8.8 Наружное освещение

Рабочим проектом предусматривается наружное освещение территории площадки. В рабочем проекте применены светодиодные прожекторы типа Gemera 200 в пылевлагонепроницаемом исполнении, степень защиты IP65, которые устанавливаемыми на высоко мачтовых опорах с мобильной короной ВМО-16 на отм. +16000мм (ПМ1-ПМ6).

Основная линия питания выполнено кабельными линиями марки ВБбШвнг(А)-LS расчетного сечения. Сечение жилы принято одинаковым по всей длине линии освещения. Прокладку осуществить по проектируемой кабельной эстакаде и частично в траншее. На каждой опоре устанавливается по 6 прожекторов. Управление наружным освещением осуществляется со шкафа управления освещением ЯУО 1 и ЯУО 2, расположен на территории площадки на стойках кабельной эстакады.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ЭС.ОПЗ	Лист
										89
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Рабочим проектом предусмотрено управление освещением как в автоматическом режиме с наступлением темноты с использованием фотореле, так и вручную. Осветительное оборудование обеспечивает безопасное обслуживание технологического оборудования, необходимый уровень освещенности и правильную цветопередачу в соответствии с требованиями ПУЭ РК и СП РК 2.04-104-2012 «Естественное и искусственное освещение».

Электрооборудование и материалы, применяемые для монтажа, должны быть новыми, высококачественными и иметь сертификат соответствия.

8.9 Кабельные линии

Канализация электроэнергии запроектирована с использованием кабельных линий электропередачи. Все кабельные линии запроектированы с медными токопроводящими жилами. Все проводники выбраны по допустимым длительным токам с учетом необходимого резерва по пропускной способности и отклонения напряжения в нормальном и послеаварийном режимах. Для номинального режима напряжение не должно превышать 5% от номинального значения.

Кабели на проектируемом объекте прокладываются в основном открыто в кабельных лотках по проектируемым кабельным эстакадам, для малочисленных отдельных удаленных электроприемников предусматривается способ прокладки в земле в траншее на глубине не менее 0,7м-1,0м. Для подземной прокладки приняты бронированные кабели, имеющие защитную оболочку от механических повреждений и наружную защитную оболочку, предохраняющую от коррозии. Траншеи после укладки кабелей засыпаются однородным грунтом, не содержащим щебня и строительного мусора.

8.10 Кабельная эстакада

Кабели прокладываются в металлических перфорированных кабельных лотках перфорированного типа 100х50мм; 200х50мм; 400х50мм; с крышкой по проектируемым кабельным эстакадам на высоте +2,500мм, переходы через дорогу +5,500мм, спуски и подъемы на эстакаду предусматриваются в кабельных лотках. На поворотах трасс кабелей, а также спусках и подъемах предусмотреть конструкции с учетом максимального радиуса изгиба кабеля.

На участках горизонтальных трасс шаг установки кабельных стоек принять 0,8м друг от друга. Спуски и подъемы на эстакаду осуществить с шагом не более 0,5м. Шаг крепления кабелей в лотке для прямолинейного участка принять 1,5-2,5 м, для спусков и подъемов 0,5-0,6 м. Крепление поворотов, подъемов и спусков выполнить на каждой полке. Выполнить крепление каждого кабеля к лотку пластиковыми хомутами.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ЭС.ОПЗ	Лист
										90
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Конструкция кабельных лотков выполнены в соответствии с типовой серией 5.407-49 и с каталожными данными серии Profland. Стойки, фундаменты и несущие швеллера учтены в разделе АС.

Кабельные линии 0,4кВ выбраны и проверены по допустимой токовой нагрузке, отключению токов к.з.

8.11 Основные решения по системе электрообогрева

Для предотвращения замерзания в надземной части трубопроводов, проектом предусматривается система электрического обогрева. Система электрообогрева выполняется с применением расчетов и оборудования компании " nVent " с целью поддержания на трубопроводах температуры не ниже 5°С путем компенсации тепловых потерь.

- Система электрообогрева состоит из следующих основных элементов:
- кабельные нагревательные секции,
- подсистема подачи питания,
- подсистема управления обогревом,
- установку термостатов температуры,
- монтажные элементы,
- тепловая изоляция.

Потребители системы электрообогрева принадлежат к I категории электроприемников. Для защиты от замерзания и поддержания температуры трубопроводов подобран саморегулирующийся нагревательный кабель, особенность которого состоит в том, что он автоматически регулирует тепловыделение в ответ на понижение или повышение температуры трубы. Кабель обладает достаточными для данной системы температурными возможностями и механической прочностью, что очень важно для долговременной работы кабеля. Кабель не перегорает и не перегревается даже при самопересечении, может быть отрезан нужной длины без ущерба для характеристик.

Подача питания на щит управления электрообогревом (ЩУЭ-1,2) выполняется от проектируемого ВРУ-1. Прокладка силовых кабелей производится в марке ЭС. Прокладка кабелей обогрева производится в марке СЭО.

Управление системой электрообогрева предусматривается в автоматическом режиме при помощи электронных термостатов «ETS-05-H2-EP» с регулированием по температуре обогреваемой поверхности.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ЭС.ОПЗ	Лист
										91
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

8.12 Заземление

В проекте предусматривается выполнение всех защитных мер электробезопасности в объеме, предусмотренном ПУЭ Республики Казахстан. Основным средством защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током является защитное заземление (в электроустановках свыше 1000В) и зануление (в электроустановках с заземленной нейтралью напряжением до 1000В).

В соответствии с требованиями ПУЭ Республики Казахстан, заземлению подлежат вторичные обмотки и корпуса силовых и измерительных трансформаторов, открытые проводящие части электроустановок на напряжении до и свыше 1000В, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, металлические корпуса и каркасы распределительных щитов, шкафов управления, кабельные конструкции, металлические оболочки и брони силовых и контрольных кабелей, железобетонные опоры воздушных линий электропередач, а так же установленные на них нормально не токопроводящие части электрооборудование и грозозащитные устройства.

Расчетное значение сопротивлений заземляющих устройств электроустановок напряжением до 1000В принято не более 4 Ом; электроустановок напряжением свыше 1000 В – не более 10 Ом в любое время года; для оборудования автоматизации и связи - не более 1 Ом

Защитное заземление опор воздушных линий выполняется с использованием стоек опор в качестве естественных заземлителей по типовой серии 3.407-150 "Заземляющие устройства воздушных линий электропередачи напряжением 0,38; 6; 10; 35 кВ. Рабочие чертежи". Заземление концевых опор линий электропередач осуществляется с использованием искусственных заземлителей электроустановок соответствующих площадок.

Защита от грозовых перенапряжений проектируемых линий электропередач и подключаемого к ним электрооборудования осуществляется установкой ограничителей перенапряжений. Заземляющий зажим разрядников, устанавливаемых на опорах линий электропередач, должен быть соединен с заземлителем отдельным спуском.

На проектируемом объекте для электроустановок напряжением до 1000 В принята система заземления TN-C-S; для питания конечных электропотребителей приняты трех-, четырех- и пятипроводные системы электропитания при напряжении питания 0,22 и 0,4 кВ. Проект предусматривает дополнительные повторные заземления нулевых защитных проводников путем их соединения с искусственными заземляющими устройствами на вводе в электроустановки зданий и сооружений.

При монтаже заземляющего устройства необходимо соблюдать требования ПУЭ-РК, СН РК 4.04-07-2023 «ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ УСТРОЙСТВА», раздел "ТРЕБОВАНИЯ К ЗАЗЕМЛЯЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ".

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ЭС.ОПЗ	Лист 92
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

8.13 Молниезащита

В соответствии с "Инструкцией по устройству молниезащиты зданий и сооружений" (СП РК 2.04-103-2013) все технологические и вспомогательные установки на проектируемых объектах с взрывоопасными зонами оборудуются молниезащитой II категории. Величина импульсного сопротивления каждого заземлителя защиты от ударов молнии должно быть не более 10 Ом.

Наружные установки, создают согласно ПУЭ зону класса В-Iг, В-Iа. Защищаемые объекты по устройству защиты от прямых ударов молнии относятся:

-по молниезащите к 2-й категории зона Б.

-по типу зоны защиты при использовании стержневых молниеотводов (обеспечивает перехват на пути к защищаемому объекту не менее 92% молний).

Защита сооружений и наружных установок от прямых ударов молнии в проекте осуществляется посредством установки стержневого молниеприемника на мачте наружного освещения ВМО-16 (ПМ1-ПМ4) общая высота $h=21,0\text{м}$.

В разделе КМ, для молниезащиты РВС-1000 учтены молниеприемники высотой +8,000 от уровня крыши резервуара в кол-ве 3 шт.

Защитное заземление всех технологических установок и технологических трубопроводов обеспечивает также их защиту от вторичных проявлений молнии и защиту от статического электричества. Защита от заноса высокого потенциала по внешним наземным или надземным коммуникациям осуществляется присоединением их к заземлителю защиты от прямых ударов молнии. Расчет зон защиты приведены в таблице см. чертеж ЭС.018.

Все работы следует производить в строгом соответствии ПУЭ РК и СН РК 4.04-07-2019.

8.14 Охрана окружающей среды

Прокладка кабельных линий является экологически чистым процессом, поэтому специальные природоохранные мероприятия проектом не предусматриваются. При производстве строительно-монтажных работ используется техника для кабельных траншей, прокладки кабеля, машина для подвозки мелких деталей. Влияние их на окружающую среду с учетом скоротечности и малого объема выполняемых работ незначительно. Уборка незначительного мусора после производства работ гарантируется подрядчиком, поскольку все работы им выполняются самостоятельно.

8.15 Техника безопасности

Вся работа, выполняемая подрядчиком, должна соответствовать требованиям норм, правил и инструкциям, применяемым для настоящих работ. Персонал должен иметь полное

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ЭС.ОПЗ	Лист
										93
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

понимание своих действий на случай срабатывания аварийной сигнализации на объекте. Приступать к выполнению работ только после проведенного соответствующего инструктажа и получения разрешения на выполнение данного вида работ. Для проведения работ подрядчик должен выделить руководящий персонал с квалификацией и опытом работы достаточным для обеспечения уровня выполненных работ, способный обеспечить своими подчиненными всех правил по технике безопасности.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ЭС.ОПЗ	Лист
										94
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

		Согласовано	
Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № подл.	
		Разработал	

						0203-932469-156-2023АТ-01-ЭХЗ.ОПЗ					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область Байганинский район			Стадия	Лист	Листов
Разработ.	Бердиев								РП	95	
Проверил	Байбалаев								 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		
ГИП	Куракбаев										
Д.контроль	Рахимбергенов										
Н.контроль											

Формат А4

СОДЕРЖАНИЕ:

9. ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТА 97

9.1 Исходные данные 97

9.2 Проектные решения 98

9.3 Внешняя защита резервуара 99

9.4 Внутренняя защита резервуара 100

9.5 Защита трубопровода 101

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ЭХЗ.ОПЗ	Лист
										96
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

9. ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТА

9.1 Исходные данные

Раздел «Электрохимзащита» рабочего проекта «Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область Байганинский район» разработан на основании следующих документов:

- Договор №932469//156/2023АТ от 13.12.2023г между ТОО Атырауский филиал «КМГ Инжиниринг» и ТОО «Казахтуркмунай» ;
- Задание на проектирование, выданное ТОО «Казахтуркмунай» от 13.12.2023 года, утвержденный Генеральным директором ТОО «Казахтуркмунай»;
- Отчет топогеодезических изысканий по рабочему проекту: «Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область Байганинский район» выполненным Атырауским филиалом «КМГ Инжиниринг»;
- Технический отчет инженерно-геологических изысканий по рабочему проекту: «Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область Байганинский район», выполненным ТОО «СтройРекламПроект»;
- Техническое условие на подключение ТОО «Казахтуркмунай» № 03/03/2025 от 03.03.2025г.

Данная проектная документация по представленным разделам выполнена на стадии «Рабочий проект» в соответствии с нормативными требованиями РК Правила устройства электроустановок Республики Казахстан– ПУЭ РК;

- Электротехнические устройства (СП РК 4.04-07-2019);
- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- ВСН 51-3-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов»;
- ГОСТ 25812-83 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
- УПР. ЭХЗ-01-2007 «Узлы и детали установок электрохимической защиты подземных коммуникаций от коррозии»;
- СТО Газпром 9.2-003-2009 «Защита от коррозии. Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений»;
- ВСН 005-088 «Строительство стальных промысловых трубопроводов»;
- ВСН 011-088 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание»;

Подробные природно-климатические характеристики района строительства подробно представлены в общей части проекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ЭХЗ.ОПЗ	Лист
										97
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

9.2 Проектные решения

Раздел Электрохимическая защита от почвенной коррозии подземных стальных сооружений разработан для обеспечения безаварийной работы проектируемых объектов в течение эксплуатационного срока, а также на основании действующих стандартов и норм Республики Казахстан, подземные металлические сооружения подлежат комплексной защите от коррозии, покрытиями и средствами электрохимической защиты независимо от коррозионной агрессивности грунта.

Рабочим проектом предусматривается защита от почвенной коррозии наружной стороны днища стального резервуара РВС-1000м3.

В качестве исходных данных были использованы материалы проектных разработок от ведущей марки ТХ, материалы по топографо-геодезическим, инженерно-геологическим изысканиям по настоящему объекту, а также действующая нормативно-техническая документация.

По данным инженерно-геологического отчета грунты представлены глиной легкой пылеватой, известковой и супесью песчанистой, известковой. Они содержат карбонаты, гипс и органические вещества (гумус). Грунтовые воды приурочены к супеси песчанистой, высокоминерализованные, группы рассолов, подгруппы слабых рассолов, вскрыты на глубине 1,00-3,00 м. При естественном режиме питания сезонное колебание уровень грунтовых вод не будет превышать 0,5 м - 1,0 м. Водно-грунтовая среда обладает высокой коррозионной агрессивностью к слаболегированной и углеродистой стали. По классу взрывоопасных зон данный объект относится к классу В-1г.

Согласно техническому отчету инженерно-геологических изысканий; «Сводная ведомость физических свойств грунтов» удельное электрическое сопротивления грунтов в месте установки защищаемых сооружений составляет не более 22 Ом/м.

Проектируемые сооружения защищаются от почвенной коррозии комплексно, изоляционным покрытием и катодной поляризацией, независимо от коррозионной агрессивности грунта ГОСТ 9.602-2016.

Защищаемые системой электрохимической защиты резервуары, изолированы от смежных сооружений, находящихся под естественным электрохимическим потенциалом или воздействием потенциала средств сторонних ЭХЗ, путем установки изолирующих фланцевых соединений, предусматриваемых в раздел ТХ.

Технические решения по электрохимзащите приняты в соответствии с Ведомственными строительными нормами ВСН 51-3-85 "Инструкция по проектированию и расчету электрохимической защиты магистральных трубопроводов и промышленных объектов".

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ЭХЗ.ОПЗ	Лист
										98
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

В рабочем проекте использованы узлы и детали типового альбома унифицированных проектных решений по электрохимической защите подземных коммуникаций УПР.ЭХГ-01-2007 "Узлы и детали установок электрохимической защиты подземных коммуникаций от коррозии".

9.3 Внешняя защита резервуара

В рабочем проекте применена независимая, автономная протекторная защита от почвенной коррозии с установкой магниевых гальванических анодов.

Принцип действия протекторной защиты заключается в том, что разрушению подвергается специально установленный анод (протектор), имеющий более электроотрицательный потенциал, чем защищаемое стальное сооружение, которое служит катодом в образовавшейся гальванической паре, а электролитом является грунт.

Защита осуществляется групповыми протекторными установками типа ПМ-20У (более подробно смотреть графическую часть проекта).

Протекторы размещаются на расстоянии не менее 2-х м от защищаемых сооружений, с заглублением на 2,0 м от планировочной отметки.

Подключение протекторных установок к защищаемому сооружению выполняется через регулируемое сопротивление из проволоки МНМц-40-1,5-1, на клеммной панели КИП.

Контрольно-измерительные пункты оборудованы медно-сульфатными электродами сравнения длительного действия Cu/CuSO4 с датчиком электрохимического потенциала, для контроля над состоянием защищаемых сооружений посредством измерения величины потенциалов (наложенных и естественных).

Контрольные и дренажные кабели от защищаемого сооружения и протекторных групп выводятся на клеммную панель КИП и нумеруются. Электрические соединения выполняются бронированным кабелем с медными жилами в ПВХ изоляции. Узлы соединения кабелей катодной защиты в грунте выполнить в соединительных коробках.

По окончании строительства и монтажа устройств протекторной защиты, выполнить пусконаладочные работы в соответствии с требованиями ВСН 009-88.

Проектируемая протекторная защита наложенным током обеспечивает защищаемые сооружения достаточным поляризационным потенциалом. Минимальные (-0,85) и максимальные значения (-1,15) защитных потенциалов по отношению к насыщенному медно-сульфатному электроду сравнения CU/CUSO4 и должны соответствовать СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 “Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии”. Тип и количество протекторов выбрано согласно действующей инструкции на проектирование.

В местах размещения протекторов устанавливаться опознавательные знаки.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ЭХЗ.ОПЗ	Лист
										99
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

9.4 Внутренняя защита резервуара

Для внутренней защиты резервуара в проекте применена независимая, автономная протекторная защита от щелевой коррозии с установкой магниевых гальванических анодов на дне и стенках резервуара на уровне подтоварной воды.

Протекторы размещаются на расстоянии не менее 2,5 м от друг друга на окружностях днища и расстояние между окружностями днища должно быть не менее 2,25.

На тщательно очищенную и обезжиренную поверхность протекторов необходимо нанести изоляцию. Изоляцию следует выполнять на всю нижнюю торцевую и на боковую поверхности высотой 80±Ю мм, а также на центральный верх-ний круг диаметром 290±Ю мм.

Изоляцию следует выполнять из трех слоев эпоксидного покрытия. Допускается применение других маслобензостойких и неэлектропроводных покрытий, имеющих хорошую адгезию к металлу.

Узел крепления протектора к днищу резервуара дол-жен состоять из опорной пластины размером не менее 150х150х4 мм и приваренных к ней по геометрическому центру с противоположных сторон контактного стержня диа-метром не менее 8 мм, длиной не более 87 мм и опорного угол-ка размером не менее 40х40х4 мм.

Узел крепления протектора к стенке резервуара со-стоит из пластин с загнутыми торцами размером не менее 450х150х4 мм с приваренным по геометрическому центру контактным стержнем диаметром не менее 8 мм и длиной не более 87 мм.

На свободном конце контактного стержня необхо-димо нарезать резьбу М8 длиной не менее 15 мм.

Контактный стержень узла крепления контрольного протектора необходимо изолировать полиэтиленовой трубкой на длину не менее 70 мм. Допускается изолировать контактный стержень эпоксидным покрытием толщиной не менее 1 мм.

Подготовка контрольного протектора, не имеющего электрического контакта с узлом крепления, заключается в рассверливании стальной втулки протектора до диаметра не менее 11 мм и в пайке измерительного провода ПМВГ сечением не менее 0,75 мм2 к выступающей части втулки протектора.

Допускается винтовое подсоединение измерительного провода к телу протектора на поверхности малого усеченного конуса диаметром 50±5 мм.

Длину измерительного провода следует брать как сумму расстояний между контрольным протектором и стенкой резер-вуара плюс высота стенки с запасом по длине не менее 1,5 м.

Контрольный протектор необходимо надеть на изолированный контактный стержень узла крепления и затянуть гайкой М8 через пружинную и изолирующую (фторопласт) шайбы.

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

						0203-932469-156-2023АТ-01-ЭХЗ.ОПЗ	Лист
							100
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Неконтрольные протекторы с очищенной от окалины втулкой необходимо надеть на контактный стержень и затянуть двумя гайками М8.

Место контакта «гайка — втулка» необходимо обмотать изоляционной лентой и залить эпоксидным компаундом.

Подготовленные протекторы доставляются к резервуару в специальной таре, которая исключает повреждение изоляции протектора при транспортировке в крытых вагонах, автомашинах или контейнерах. При погрузке и выгрузке бросать или подвергать толчкам подготовленные протекторы не допускается.

Подготовленные протекторы на место монтажа в резервуаре необходимо доставлять вручную через люк-лаз с вы-ложенной мешковиной внутренней поверхностью для исключения возможности повреждения изоляции протекторов.

Все оборудование должно быть сертифицировано в установленном порядке.

9.5 **Защита трубопровода**

Проектом «Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область Байганинский район» разработана электрохимическая защита трубопроводов Ø114, Ø219 на площадке УПН.

Защитные покрытия трубопроводов - антикоррозионное полиэтиленовое изоляционное покрытие «усиленного типа» согласно ГОСТ 25812-83.

Защищаемые системой электрохимической защиты трубопроводы изолированы от смежных сооружений, находящихся под естественным электрохимическим потенциалом или воздействием потенциала средств сторонних ЭХЗ, путем установки изолирующих фланцевых соединений, предусматриваемых в раздел ТХ.

Технические решения по электрохимзащите приняты в соответствии с Ведомственными строительными нормами ВСН 51-3-85 "Инструкция по проектированию и расчету электрохимической защиты магистральных трубопроводов и промышленных объектов". В проекте использованы узлы и детали типового альбома унифицированных проектных решений по электрохимической защите подземных коммуникаций УПР.ЭХГ-01-2007 " Узлы и детали установок электрохимической защиты подземных коммуникаций от коррозии".

В связи с небольшой площадью, защищаемых поверхностей проектируемых сооружений в проекте применена независимая, автономная протекторная защита от почвенной коррозии с установкой магниевых гальванических анодов. Принцип действия протекторной защиты заключается в том, что разрушению подвергается специально установленный анод (протектор), имеющий более электроотрицательный потенциал, чем защищаемое стальное сооружение, которое служит катодом в образовавшейся гальванической паре, а электролитом является грунт.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ЭХЗ.ОПЗ	Лист
										101
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Защита осуществляется групповыми протекторными установками типа ПМ-20У. Протекторы размещаются на расстоянии не менее 3-х м от защищаемых сооружений, с заглублением на 2,0м от дневной поверхности. Подключение протекторной группы к защищаемому сооружению выполняется через контрольно-измерительный пункт с диодно-резисторным блоком с номинальным током канала 10А.

Контрольные и дренажные кабели от защищаемого сооружения и протектора выводятся на клеммную панель КИП и нумеруются. Для контроля над состоянием защищаемых сооружений посредством измерения величины потенциалов (наложенных и естественных) применяется неполяризующийся медносульфатный электрод длительного действия CU/CUSO4 с датчиком электрохимического потенциала.

Проектируемая протекторная защита наложенным током обеспечивает защищаемые сооружения достаточным поляризационным потенциалом. Минимальные (-0,85) и максимальные значения (-1,15) защитных потенциалов по отношению к насыщенному медно-сульфатному электроду сравнения CU/CUSO4 и должны соответствовать СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 “Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии”. Тип и количество протекторов выбрано согласно действующей инструкции на проектирование.

Кабельные линии системы электрохимической защиты, соединяющие КИП с защищаемыми сооружениями с целью измерения параметров ЭХЗ, выполнены медным кабелем.

В местах размещения протекторов устанавливаться опознавательные знаки.

Все оборудование должно быть сертифицировано в установленном порядке.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ЭХЗ.ОПЗ	Лист
										102
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

10. ПОЖАРОТУШЕНИЕ

[illegible]

Оглавление

ПОЖАРОТУШЕНИЕ.....105

10.1 Введение 105

10.2 Цель проектных работ 106

10.3 Существующая система пожаротушения месторождения Южное Каратобе 107

10.4 Основные проектные решения 109

10.4.1. Общие положения..... 109

10.4.2. Месторождение Каратобе Южное..... 112

10.5 Насосная станция пожаротушения 114

10.6 Пенообразователь 114

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0205-954626-2024-1-14-2024АТ-01-ПТ.ОПЗ	Лист
										104
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

ПОЖАРОТУШЕНИЕ

10.1 Введение

Раздел «ПОЖАРОТУШЕНИЕ» рабочего проекта «Реконструкция УПН Ю.Каратобе, Актюбинская область Байганинский район» разработан на основании следующих документов:

- Задание на проектирование, выданное АО «Эмбаунайгаз», утвержденный генеральным директором ТОО «Казахтуркмунай»;
- Договор №932469//156/2023 АТ от 13.12.2023 года;
- Отчет топогеодезических изысканий по рабочему проекту: «Реконструкция УПН Ю.Каратобе, Актюбинская область Байганинский район», выполненным Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг»;
- Технический отчет инженерно-геологических изысканий по рабочему проекту: «Реконструкция УПН Ю.Каратобе, Актюбинская область Байганинский район» выполненным ТОО «СтройРекламПроект»;

ЗАКАЗЧИК: АО «Эмбаунайгаз»

Проектом предусмотрено пожаротушение производственных объектов м/р Ю.Каратобе, расположенный в Актюбинской области, Байганинского района, Республики Казахстан, в том числе резервуарные парки и технологические установки ЦДНГ-2.

Проектная организация – Атырауский Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг».

Вид строительства – Реконструкция.

Раздел «ПОЖАРОТУШЕНИЕ» разработан в соответствии с требованиями действующих нормативных документов РК, обеспечивающих безопасную эксплуатацию запроектированных объектов, с соблюдением противопожарных, санитарных норм, норм взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности:

- СНиП РК 4.01-02-2009 "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения";
- СН РК 4.01-03-2011 "Водоотведение. Наружные сети и сооружения";
- СП РК 4.01-103-2013 "Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации";
- СН РК 4.01-02-2011 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений»,
- СН РК 4.01-02-2013 «Внутренние санитарно-технические системы»,
- СНиП РК 2.02-05-2009 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- СН РК 4.01-05-2002 «Инструкция по проектированию и монтажу сетей водоснабжения, и канализации из пластмассовых труб»;
- СП РК 1.03-106-2012 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве»,
- СП РК 5.01-101-2013 «Земляные сооружения, основания и фундаменты»,
- СН РК 5.01-01-2013 «Земляные сооружения, основания и фундаменты»,

Инв. № подл.	Взап. инв. №					0205-954626-2024-1-14-2024АТ-01-ПТ.ОПЗ	Лист
	Подп. и дата						105
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.		Дата

канализации ,	• СН РК 4.01-02-2011 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений», • СН РК 4.01-02-2013 «Внутренние санитарно-технические системы», • СНиП РК 2.02-05-2009 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»; • СН РК 4.01-05-2002 «Инструкция по проектированию и монтажу сетей водоснабжения, и канализации из пластмассовых труб»; • СП РК 1.03-106-2012 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве», • СП РК 5.01-101-2013 «Земляные сооружения, основания и фундаменты», • СН РК 5.01-01-2013 «Земляные сооружения, основания и фундаменты»,
---------------	--

- СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы»,
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» Республики Казахстан № 209, от 16 марта 2015 года;
- Технический регламент "Общие требования к пожарной безопасности" утвержденный приказом Министра внутренних дел РК от 17.08.2021 года № 405.

Данная проектная документация по представленным разделам выполнена на стадии «Рабочий проект» в соответствии с нормативными требованиями РК.

10.2 Цель проектных работ

Резервуарный парк и площадки технологических оборудования представляет собой комплекс сооружений, установок и оборудования, предназначенных для обеспечения транспорта нефти по магистральному нефтепроводу. В состав входят: насосные с магистральными насосными агрегатами, технологические трубопроводы, система водоснабжения, теплоснабжения, канализации, пожаротушения, нефтеснабжения, автоматики, телемеханики, связи, вентиляции, маслоснабжения, производственно-бытовые здания, сооружения и другие объекты. Парки РВС (резервуар стальной вертикальный) являются основными конструкциями на нефтеперекачивающей станции для хранения и перекачки нефти. Одним из главных факторов расширения объема хранимых нефтепродуктов парка РВС является увеличение добычи, переработки и сдачи нефти. Поэтому пожароопасность этих объектов определяется небольших площадях располагается значительное количество легко воспламеняемых и горючих жидкостей, исчисляемых порой несколько тысяч тонн. Несмотря на организацию обширных комплексных мероприятий по обеспечению пожарной безопасности парков РВС в них часто возникают пожары. Данный факт указывает на то, что проблема пожарной защиты требует дальнейших усовершенствований. При этом с проблемой уменьшения пожарной опасности парков РВС не менее важна экологическая безопасность, так как наносится урон окружающей среде путем выбросов и испарений хранимых нефтепродуктов. Современные методы, направленные на исключение или ограничение потерь от испарений нефтепродуктов или образований взрывоопасных газовоздушных концентраций, так же являются решением по снижению пожарной опасности парков РВС и технологических площадок экологической безопасности.

Объектом был выбран резервуарный парк и технологические площадки м/р Лактыбай, так как существующая система морально устаревшая, и требует обновления по всей системе, как:

- Оборудования систем пожаротушения в насосной станции пожаротушения,
- Система водяных трубопроводов (и на охлаждение),

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0205-954626-2024-1-14-2024АТ-01-ПТ.ОПЗ	Лист
										106
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Система пенных трубопроводов,
- Пеногенераторы,
- Пожарные гидранты и т.д.

Целью данной работы является выявление возможных причин возникновения пожара на резервуарном парке и технологических площадок, анализ сценариев развития пожаров и оценка экологического и экономического ущерба, нахождение наиболее прогрессивных методов и средств защиты от возникновения пожаров на резервуарных парках и разработка рекомендаций по их применению на примере резервуарного парка и технологических площадок м/р Ю.Каратобе.

Анализ пожарной безопасности на участке.

Все жидкости, поступающие в резервуарный парк объекта, являются ЛВЖ или ГЖ. Нефтепродукты — смеси углеводородов, а также индивидуальные химические соединения, получаемые из нефти и нефтяных газов.

Вне резервуара горючие паровоздушные смеси могут образоваться при утечке жидкостей или паров из-за пришедших в негодность сальников насосов, больших и малых дыханий резервуаров. На резервуарных парках пожароопасность определяется свойствами жидкостей, хранимые в резервуарах.

Для предотвращения распространения пожара резервуары разбивают на отдельные группы, и ограждаются земляным обвалованием, рассчитанным на гидравлическое давление жидкости, хранимой в группе РВС.

10.3 Существующая система пожаротушения месторождения Южное Каратобе

Существующая система противопожарной защиты включает в себя:

- Насосную станцию пожаротушения,
- Резервуары противопожарного запаса воды два РВС - 400,
- Систему пенопроводов,
- Водопроводов для тушения и охлаждения резервуаров,
- Пожарные гидранты.

Станция пожаротушения представляет собой капитальное кирпичное здание размером 24,5х12,5х7,5 (м). В здании станции пожаротушения предусмотрена система отопления и освещения. Предусмотрен дренажный приямок. Системы связи с операторной, подъемных механизмов для оборудования и тестовых соединений для подключения передвижной техники не предусмотрено.

Существующий источник объема воды для тушения пожара, резервуары вертикальные стальные РВС-400 количеством 2 единиц. Общий объем составляет 800 м3.

В насосной станции пожаротушения в настоящий момент установлены 2 насоса 1Д 200-90 Б, с производительностью 160 м3/ час, напором 62 м, подачи воды для системы

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							Лист 107
			0205-954626-2024-1-14-2024АТ-01-ПТ.ОПЗ						
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

противопожарного водопровода и охлаждения резервуаров. 2 насоса для пены НМШ32-10-18/6, с производительностью 18 м3/ час, напором 32 м, для система пенного пожаротушения резервуаров. И 2 насоса 1Д 200-90 Б, с производительностью 160 м3/ час, напором 62 м, для циркуляции системы.

Для системы пенного пожаротушения используется 6% раствор пенообразователя для тушения пожаров ПО-6РЗ (6%), ТУ 20.41.20-001-78148123-2017 с изм.1,2. Подача раствора пенообразователя осуществляется из емкости 10 м3, в количестве 2 шт, которые установлены внутри здания насосной станции пожаротушения.

Наружные сети противопожарного водопровода представляют собой кольцевая линия трубопровода вокруг обвалования Ø159 мм, и дальше к резервуарам сухотруб. Для охлаждения резервуаров от противопожарного водопровода предусмотрены тупиковые ответвления к каждому резервуару, с установленными на них клиновыми задвижками.

Система водяного охлаждения резервуаров выполнена из 4-х сектора по периметру каждого резервуара. Секторы охлаждения резервуаров представляют собой перфорированный трубопровод с диаметром отверстий 4 – 5 мм. Запуск охлаждения резервуаров выполняется, путем открытия соответствующих задвижек.

Наружные сети противопожарного пенопровода представляют собой кольцевая линия трубопровода вокруг обвалования Ø159 мм, и дальше к резервуарам сухотруб. Трубопровод сухотрубный. Для подачи раствора пенообразователя на тушение резервуаров предусмотрены тупиковые ответвления к каждому резервуару. Запуск пенного пожаротушения резервуаров выполняется, путем открытия соответствующих задвижек. На каждом резервуаре установлено по 2 генератора подачи пены ГПСС-600.

Согласно «Акта проверки технического состояния системы пожаротушения» № 23-12/27. ЦДНГ-2. «Южное Каратобе», состояние нижестоящих оборудования противопожарных оборудовании неудовлетворительное и требуют замену:

- Насосы водяного пожаротушения – 2 шт
- Насосы пенного пожаротушения – 2 шт.
- Систему пенопроводов, кольцевая сеть резервуарного парка, диам - Ø200 мм.
- Водопроводов для тушения и охлаждения, кольцевая сеть резервуарного парка, диам Ø100-Ø200 мм.
- Пеногенераторы ГПС 600– 34 шт.
- Задвижки с механическим приводом РУ-10, диам Ø100-Ø150 мм - 17 шт.
- Задвижки с электрическим приводом ПЭМ-А11-11 ВТ4 - 20 шт.

Вся эта система демонтируется связи с обновлением систем пожаротушения, на существующем станции пожаротушения.

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

						0205-954626-2024-1-14-2024АТ-01-ПТ.ОПЗ	Лист
							108
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

10.4 Основные проектные решения

10.4.1. Общие положения

В месторождении Южное Каратобе на ЦДНГ-2, система пожаротушения автоматическая, и предусмотрены дистанционный запуск системы пожаротушения из помещения операторной дежурным персоналом. Для оповещения персонала о пожаре на объекте используются оповещатели.

Проектируемая автоматическая комплексная система противопожарной защиты включает:

- Кольцевой противопожарный водопровод.
- Кольцевой противопожарный пенопровод.
- Стационарная система автоматического пенного пожаротушения резервуаров пеной средней кратности способом подачи сверху через пеногенераторы ГПСС-600.
- Стационарная система водяного орошения резервуаров РВС, размещаемая перфорированным трубкам, в верхнем поясе резервуара.

Охлаждение резервуаров осуществляется подачей воды в верхнем поясе резервуара через кольцо орошения (оросительного трубопровода с устройством для распределения воды - перфорации) и подходящего к кольцу сухого стояка.

Трубопроводы выполняются из стальных электросварных прямошовных труб по ГОСТ 10704-91.

Охлаждение резервуаров предусматривается в автоматическом режиме по специальному алгоритму от автоматической пожарной сигнализации адресного типа.

При срабатывании тепловых взрывозащищенных пожарных извещателей сигнал о пожаре поступает на прибор пожарной сигнализации. В зависимости от номера резервуара, в котором произошел пожар, срабатывает по сигналу соответствующий электромагнитный клапан на подводящем трубопроводе системы охлаждения резервуаров, соответствующего резервуара.

Свободный напор на входе наиболее удаленного отверстия кольца орошения предусматривается не менее 10 м.

Класс герметичности ручных и электромагнитных задвижек должен быть не ниже А по ГОСТ 9544 -2015.

При возгорании пожара любого резервуара в парке, для тушения установлены пожарные гидранты по кольцевому водопроводу.

Пожаротушение резервуаров РВС-2000 и РВС-1000 предусматриваются стационарной пенной системой пожаротушения пеной средней кратности в автоматическом режиме при срабатывании автоматической пожарной сигнализации адресного типа на базе тепловых взрывозащищенных пожарных извещателей.

Инерционность срабатывания системы пенного пожаротушения не превышает 3-х минут.

Взап. инв. №	Класс герметичности ручных и электромагнитных задвижек должен быть не ниже А по ГОСТ 9544 -2015.					
	При возгорании пожара любого резервуара в парке, для тушения установлены пожарные гидранты по кольцевому водопроводу.					
	Пожаротушение резервуаров РВС-2000 и РВС-1000 предусматриваются стационарной пенной системой пожаротушения пеной средней кратности в автоматическом режиме при срабатывании автоматической пожарной сигнализации адресного типа на базе тепловых взрывозащищенных пожарных извещателей.					
Подп. и дата	Инерционность срабатывания системы пенного пожаротушения не превышает 3-х минут.					
	0205-954626-2024-1-14-2024АТ-01-ПТ.ОПЗ					
	Лист					
Инв. № подл.	109					
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Тепловые взрывозащищенные пожарные извещатели устанавливаются в верхнем поясе резервуаров.

Сигнал о срабатывании пожарных извещателей поступает на прибор пожарной сигнализации, установленный в блок-модульной станции пенного пожаротушения.

Дублирующий сигнал от прибора пожарной сигнализации, установленного в блок-модульной станции пожаротушения, поступает оператору в помещение операторной.

В резервуарном парке предусматривается установка ручных пожарных извещателей на расстоянии не более 150 м друг от друга, для ручного запуска системы пенного пожаротушения, которые разработаны подробно в разделе АТХ.

Предусмотрен дистанционный запуск системы пенного пожаротушения из помещения операторной дежурным персоналом.

Окраска трубопроводы пожаротушения предусматриваются грунтовкой ГФ-021 (либо идентичной) в один слой и краской БТ-177 (либо идентичной) в один слой.

Принцип работы системы подслоного пожаротушения резервуара:

В система подслоное пожаротушения резервуара (СППР) поступает сигнал о пожаре от термочувствительного кабеля. Данный кабель располагается по периметру верхнего пояса РВС. Одновременно от термоизвещателей поступает сигнал в пожарное депо на выезд пожарных машин. Раствор пенообразователя получается в результате работы пожарной машины или бака-дозатора. Баки-дозаторы срабатывают оперативно. Для присоединения пожарных машин предусмотрены гидранты и пожарные рукава. Электроприводные задвижки на сети растворопровода у стенки резервуара открываются дистанционно. Пожарные рукава подключаются к напорным узлам с высоконапорными генераторами. Отсекающие задвижки открываются вручную для подачи раствора пенообразователя к пеногенераторам. При возникновении пожара система автоматики запускает подачу воды в бак-дозатор. Давление в баке-дозаторе возрастает, эластичная емкость сдавливается, в результате чего из нее вытесняется пенообразователь, поступая в смеситель-дозатор. Одновременно туда же поступает вода. Из смесителя-дозатора происходит подача под давлением раствора пенообразователя на пеногенераторы. Высоконапорные пеногенераторы находятся за пределами зоны обваловки. Из них среднекратная пленкообразующая пена поступает в напорные трубопроводы, оснащенные разрывной мембраной с целью герметизации трубопровода между РГС или РВС и пеногенератором. При срабатывании СППР под действием давления пены мембрана разрывается, открывая для пены проход в РВС. Далее пена распределяется по внутренней разводке и всплывает на поверхность, образуя негорючую и воздухонепроницаемую пленку.

При работе СППР зона воспламенения локализуется по направлению от краев к центру.

Основным средством тушения нефтепродуктов в парках РГС или РВС является воздушно-механическая пена средней кратности. Огнетушащим действием воздушно-механической пены

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0205-954626-2024-1-14-2024АТ-01-ПТ.ОПЗ	Лист
										110
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

является изоляция поверхности горючего от факела пламени, снижении скорости испарения жидкости, сокращении количества горючих паров, поступающих в зону горения вещества, также охлаждении горячей жидкости. Роль данных факторов в процессе тушения изменяется в зависимости от свойств горящего вещества, способа подачи и качества пены. При подаче пены одновременно происходит разрушение пены от факела пламени и нагретой поверхности горючего. Накапливающийся слой пены экранирует часть поверхности горючего от лучистого теплового пламени, уменьшает количество паров, поступающих в зону горения, снижает интенсивность горения. Одновременно выделяющийся из пены раствор пенообразователя охлаждает горючее. Кроме того, в процессе тушения горючего происходит конвективный тепломассообмен, в результате которого температура жидкости выравнивается по всему объему. Для современных резервуаров выравнивание температуры по всему объему горячей жидкости при нормативной интенсивности подачи раствора пенообразователя происходит в течение 15 мин тушения при подаче пены сверху и в течение 10 мин при подаче под слой горючего. Это время необходимо принимать в качестве расчетного при определении запаса пенообразователя для тушения нефти и нефтепродуктов воздушно-механической пеной. Дальность растекания пены по поверхности горючей жидкости обычно не превышает 25 м. При подслоном способ тушения пожара, используется пена средней кратности, которую получают из фторсодержащих пенообразователей. Необходимым условием является применение фторсодержащих пенообразователей, поскольку пена на их основе инертна к воздействию нефтепродуктов в процессе длительного подъема пены на поверхность нефтепродукта. Подача пены, получаемой на основе обычных пенообразователей, подслоном способом недопустимо, так как пена при прохождении через слой горючей жидкости насыщается парами углеводородов и теряет огнетушащие свойства. Водная пленка растворопенообразователя, имеющая поверхностное натяжение ниже натяжения горючей жидкости, способствует быстрой изоляции горячей поверхности жидкости. В результате конвективного тепломассообмена снижается температура жидкости в прогретом слое. Так же интенсивные восходящие потоки жидкости приводят к образованию на поверхности локальных участков горения, в которых скорость движения жидкости достигает максимальных значений.

После прекращения подачи пены при полной ликвидации горения на всей поверхности горючей жидкости образуется устойчивый пенный слой толщиной до 10 см, который в течение 2-3 ч защищает поверхность горючей жидкости от повторного воспламенения.

Проектируемая автоматическая комплексная система противопожарной защиты включает:

- Кольцевой противопожарный водопровод.
- Кольцевой противопожарный пенопровод.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0205-954626-2024-1-14-2024АТ-01-ПТ.ОПЗ	Лист
										111
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Стационарная система автоматического пенного пожаротушения резервуаров пеной средней кратности способом подачи сверху через пеногенераторы ГПСС-600 и на РВС-2000 и РВС-1000.
- Стационарная система водяного орошения резервуаров РВС-2000 и РВС-1000, размещаемая перфорированным трубкам, в верхнем поясе резервуара.

Система пожаротушения начинается от насосной станции пожаротушения. Насосная станция пожаротушения подготавливают воду и пены, и подает в систему. Далее по двойным контурам кольцевой системы через водопроводные колодцы производится тушения пожара.

В качестве огнетушащего средства используется пенообразователь, предназначенный для тушения пожаров класса А и В, с генерированием пены, пригоден для использования в пожарной технике.

Основные параметры системы противопожарной защиты:

- Наихудший вариант развития пожара – пожар в резервуаре РВС-2000.
- При определении расходов огнетушащих веществ (воды и пенообразователя) учитывается расход на тушение пожара в резервуаре РВС-2000 и расход на охлаждение горящего РВС-2000 и двух соседних резервуаров РВС-1000.
- Расчетное время тушения резервуаров 45 мин (из расчета проведения 3-х пенных атак по 15 мин).
- Расчетное время охлаждения резервуаров – 4 час.

10.4.2. Месторождение Каратобе Южное

Согласно СП РК 2.02-103-2012 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы» п. 4.1.1. в зависимости от их общей вместимости и максимального объема одного резервуара подразделяются на категории согласно табл. 10.4.2.1.

Таблица 10.4.2.1.

Категория склада	Максимальный объем одного резервуара, м³	Общая вместимость склада м³
I	-	Св. 100 000
II	-	Св. 20 000 до 100 000 включ.
IIIа	До 5000 включ.	Св. 10 000 до 20 000 включ.
IIIб	« 2000 »	Св. 2 000 до 10 000 включ.
IIIв	« 700 »	До 2 000 включ.

Общая вместимость складов нефти и нефтепродуктов определяется суммарным объемом хранимого продукта в резервуарах и таре. Объем резервуаров и тары принимается по их номинальному объему. В расчет берем в основу топографическую съемку. На съемке 2 одинаковых РВС-2000 и один РВС-1000.

По расчету:

$V_{общ} = V_{пх2} + V_3 = 2000 \times 2 + 1000 = 5000 \text{ м}^3$

Инв. № инв.

Взап. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0205-954626-2024-1-14-2024АТ-01-ПТ.ОПЗ	Лист
							112

Значит согласно СП РК 2.02-103-2012 категория складов нефти и нефтепродуктов относится IIIБ.

Виде отключающих арматур, применены стальные электроприводные фланцевые задвижки 30с964нж PN2,5 МПа, диаметром DN80 и DN100.

После выхода из насосной станции пожаротушения, отключающие арматуры заключен в колодец, размером 4х3 (м), и дальше линия противопожарной системы идет до кольцевой линии за обвалованием. Кольцевая линия водопроводы за обвалованием, выполняются из полиэтиленовых труб, диаметром ПЭ100 SDR17 Ø200х11,9.

По кольцевой линии водопровода установлены два пожарных гидрантов воды. И за обвалованием вмонтированы монолитные железобетонные колодцы размером 2,5х2 (м), для установки электроприводных задвижек и отключающие арматуры для дренажа. В комплект входит мокрые колодцы для слива воды после пожара, так как в резервуарах сухотрубы.

Кольцо орошения предусматривается в верхнем поясе резервуара на расстоянии 0,3 м от стенки резервуара. По всему диаметру кольца орошения предусмотрены отверстия диаметром 5 мм, расстояние между отверстиями от 200 мм, равномерно располагаемые по кольцу орошения перпендикулярно стенке резервуара, отверстия расположены по направлению к стенке резервуара под углом.

Подводящие трубопроводы РВС 2000, выполняются диаметром Ø89х4,0 мм, кольцо орошения предусматривается из трубопровода диаметром Ø89х4,0 мм.

Подводящие трубопроводы РВС 1000, выполняются диаметром Ø76х4,0 мм, кольцо орошения предусматривается из трубопровода диаметром Ø76х4,0 мм.

Для подачи пены средней кратности на резервуарах предусматривается установка пенных генераторов средней кратности типа ГПСС-600 в верхнем поясе резервуара в количестве—2 шт. На стенках резервуара предусматривается кольцевой распределительный растворопровод Ø89х5,0 мм для РВС 2000, от которого к каждой пенокамере предусмотрен отдельный подводящий вертикальный трубопровод Ø76х5,0 мм для РВС 1000.

Кольцевая линия пенопроводы за обвалованием, выполняются из полиэтиленовых труб, диаметром ПЭ100 SDR17 Ø110х6,6.

Все трубопроводы пожаротушения к РВС сухотрубы, выполняются из стальных электросварных прямошовных труб по ГОСТ 10704-91.

По кольцевой линии пенопровода установлены два пожарных гидрантов пены и два пожарных гидрантов воды. Тушение пожара технологических площадок осуществляется подачей пены от кольцевой линии пенопроводу пожарными гидрантами, через блоки задвижек и ГПС-200. Все пожарные гидранты для наружного пожаротушения установлены в водопроводных колодцах из железобетонных сборных элементов, диаметром Ø1500 мм. Водопроводные колодцы выполнены по типовому проекту ТП 901-09-11.84, по ГОСТ 8020-80.

Инв. № инв.							
	Взап. инв. №						
Инв. № подл.	Подп. и дата						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0205-954626-2024-1-14-2024АТ-01-ПТ.ОПЗ	Лист
							113

Для тушения пожара резервуарного парка и площадок технологических оборудования применяется 6%, пена средней кратности.

Кроме резервуарного парка к пожаротушению подлежит:

- Поз. 45, Площадка блока автоматизированных клапанов пожаротушения.
- Поз. 46, концевая сепарационная установка (КСУ).
- Поз. 49, Компрессорная для перекачки газа.

Ко всем технологическим оборудованьям подведены линии пенопровода, выполненных из полиэтиленовых труб, диаметром ПЭ100 SDR17 Ø110х6,6. И только к компрессорной для перекачки газа подведена для пенопровод из стальных трубопроводов Ø75х5,0.

10.5 Насосная станция пожаротушения

Существующая насосная станция Южное Каратобе представляет собой капитальное здание прямоугольной формы в плане с размерами 24.5х12,5х7,5 м.

В насосной станции пожаротушения все насосные агрегаты, задвижки механические, электроприводные и обвязка насосных трубопроводов, заменяются на новые. Кроме насосных агрегатов в проекте разработаны отключающие арматуры механические и электроприводные марки AUMA.

Установленные насосные агрегаты указаны ниже.

ЭКСПЛИКАЦИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

№ Поз.	Наименование	Кол-во	Обозначение	Марка	Техническая характеристика	Примечание
1.	Насосы пенного пожаротушения	3	P-B10-1A/1B/1C	CO 3 HELIX V 2206/SK-FFS-R	Q=44 м3/ч, H=79 м.	1 раб, 2 резерв.
2.	Насосы водяного пожаротушения	3	P-B2-2A/2B/2C	CO 3 MVI 9502/SK-FFS-R-CS	Q=190 м3/ч, H=43 м.	1 раб, 2 резерв.
3.	Циркуляционный насос	2	P-B10-3A/3B	2ACm300H	Q=7,2 м3/ч, H=41м.	1 раб, 1 резерв.
4.	Жокей-насос	2	P-B2-4A/4B	LEO AC550C2	Q=60,0 м3/ч, H=45 м	1 раб, 1 резерв.

10.6 Пенообразователь

Время прохождения пены от пеногенератора до поверхности продукта в РВС составляет от 40-60 секунд. Характеристика пенообразователя принимаем пенообразователь Рауан-6Ц. Имеет сертификат пожарной безопасности, санитарно-эпидемиологическое заключение. В соответствии с классификацией ГОСТ Р50588-93 пенообразователь относится к пенообразователям целевого назначения синтетическим фторсодержащим. Пенообразователь выпускается с температурой застывания не выше - 5°С, дополнительно может выпускается с

Инв. № инв.

Подп. и дата

Инв. № подл.

						0205-954626-2024-1-14-2024АТ-01-ПТ.ОПЗ	Лист
							114
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

температурой застывания не выше: -10°C; -15°C; -20°C; -25°C; -30°C; -35 °C; -40°C; -45°C. Пенообразователь относится к трудно горючим жидкостям, не способным к самостоятельному горению. Температура вспышки в открытом тигле отсутствует. Температура самовоспламенения отсутствует до температуры кипения. Рабочие растворы пенообразователя пожаровзрывобезопасны. Пенообразователь малоопасное вещество 4 класса опасности по ГОСТ 12.1.007-76. Биологически разлагаемый продукт (степень биоразложения – не менее 80%). ПДК пенообразователя в воде водных объектов хозяйственного культурно-бытового назначения – 0,5 мг•дм-3. Пенообразователь необходимо хранить в закрытой оригинальной таре производителя, баках-дозаторах или емкостях, изготовленных из нержавеющей, стали или подходящего типа полимерных материалов. Коррозионные свойства рабочего раствора пенообразователя по отношению к сталям аналогичны коррозионным свойствам используемой воды. Предназначен для объектов, где требуется использование пен различной кратности. Например, для тушения: пожаров нефти и нефтепродуктов в резервуарах (пенной низкой или средней кратности); пожаров нефти и нефтепродуктов в продуктовых насосных станциях (пенной низкой, средней кратности или высокой кратности).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0205-954626-2024-1-14-2024АТ-01-ПТ.ОПЗ	Лист
										115
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Согласовано			
Разработчик			

Формат А4

СОДЕРЖАНИЕ:

11 АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОЖАРОТУШЕНИЕ 118

11.1 Введение 118

11.2 Основные технические решения 118

11.3 Объекты пожарной сигнализации..... 119

11.4 Проектные решения 119

11.5 Система управления пожаротушением 119

11.6 Построение и принцип действия автоматической системы управления
пожаротушением 120

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-АПТ.ОПЗ	Лист
										117
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

11 АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОЖАРОТУШЕНИЕ

11.1 Введение

Раздел «Автоматическое пожаротушение» рабочего проекта «Реконструкция УПН Ю.Каратобе.» разработан на основании договора №932469//156/2023АТ от 13.12.2023г. и задания на рабочий проекта выданных ТОО «Казахтуркмунай».

Раздел рабочего проекта «Автоматизированная система пожаротушение» (далее АПТ) разработан на основании технического задания на проектирование и задания технологической части, технической документации на технологическое оборудование и системы управления технологическими процессами, согласно действующим нормативно-техническим документам Республики Казахстан и международным стандартам.

В разделе АПТ принятые технические решения по контролю и автоматизации системы пожаротушение проектируемых объектов разработаны в полном соответствии со следующими действующими нормами и правилами:

Перечень использованной нормативной документации:

- ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений;
- ГОСТ 21.408-2013 «Система проектной документации для строительства (СПДС). Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;
- СН РК 4.02-03-2012. Системы автоматизации;
- ПУЭ РК 2022 Правила устройства электроустановок;

11.2 Основные технические решения

Согласно заданию от раздела ПТ данная документация предусматривает автоматизированная система пожаротушения при строительстве с нефтегазовой месторождений УПН Ю.Каратобе.

Проектные решения по прокладке инженерных сетей представлены в соответствующих разделах каждой марки проекта (ТХ, ЭС, АТХ, НВК, ПТ).

Инженерные сети различного назначения запроектированы с соблюдением требований соответствующих нормативных документов на их проектирование, с учетом взаимного размещения с технологическими сооружениями.

Технологические трубопроводы, силовые кабели и кабели АПТ запроектированы преимущественно на проектируемой эстакаде. Строительные решения по эстакадам представлены в марке АС.

Инв. № подл.	Взаим. инв. №					0203-932469-156-2023АТ-01-АПТ.ОПЗ	Лист
	Подп. и дата						118
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.		Дата

разделах каждой марки проекта (ТХ, ЭС, АТХ, НВК, ПТ). Инженерные сети различного назначения запроектированы с соблюдением требований соответствующих нормативных документов на их проектирование, с учетом взаимного размещения с технологическими сооружениями. Технологические трубопроводы, силовые кабели и кабели АПТ запроектированы преимущественно на проектируемой эстакаде. Строительные решения по эстакадам представлены в марке АС.						
---	--	--	--	--	--	--

11.3 Объекты пожарной сигнализации

В состав входят следующие установки и системы, подлежащие автоматизации, в том числе система пожаротушения, включающая следующее оборудование:

- Резервуары РВС ;
- Площадка КСУ с компрессором для перекачки газа.

11.4 Проектные решения

Проектные решения направлены на реализацию принципов дистанционного автоматического контроля и управления технологическим процессом при возникновении в пожароопасных ситуациях:

- Автоматизация алгоритмов обнаружения и реагирования на пожар;
- Вывод информации о состоянии системы на АРМ оператора;
- Возможность дистанционного управления исполнительными механизмами (задвижки, насосы);
- Организованный и безопасный останов оборудования при аварийных отклонениях.

Принятые меры автоматизации позволяют эксплуатировать систему без постоянного присутствия персонала, при этом обеспечивая надежный мониторинг и управление. Сигналы от датчиков пламени, тепловых и ручных извещателей поступают на приборы "С2000-4" и передаются на центральный пульт "С2000" через интерфейс RS-485. Действия оператора отображаются на панели управления и фиксируются в системе регистрации.

11.5 Система управления пожаротушением

Система реализована на базе оборудования «Болид» и включает:

- Приборы "С2000-4", "Поток-3Н", "С2000-КДЛ";
- Источники резервного питания "РИП-24";
- Шкафы управления задвижками ШУЗ-1...ШУЗ-7;

Функции системы:

- Приём, обработка, отображение и регистрация сигналов с пожарных шлейфов;
- Автоматическое или ручное управление электрозадвижками и насосами;
- Надежная связь между приборами через защищённый протокол по RS-485.

Основу системы составляет "С2000", объединяющий в единую систему. Управление задвижками и получение сигналов состояния осуществляется через "Поток-3Н" и шкафы ШУЗ. Питание исполнительных устройств реализовано через магнитные пускатели, а концевые выключатели подключаются к релейным входам.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-АПТ.ОПЗ	Лист
										119
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

11.6 Построение и принцип действия автоматической системы управления пожаротушением

Центральный пульт "С2000" размещен в операторной и питаются от РИП-24 (24 В). Система строится по следующему принципу:

- "С2000" управляет приборами и получает от них информацию;
- "Поток-3Н" управляет исполнительными механизмами (электроздвижками, насосами);
- Открытие/закрытие задвижек – по команде от "С2000";
- Обратная связь (положение задвижек) – через концевики на входы "Поток-3Н";
- Сигналы отображаются в АРМ оператора в режиме реального времени.

В здании операторной расположен центральный пульт «С2000», и АРМ на ПО , служат для контроля за состоянием пожарной сигнализации и пожаротушении. Питаются указанные приборы от источника резервированного питания РИП-24, напряжением 24В.

Приборы «Поток-3Н» управляют эл. задвижками расположенных в колодцах по периметру резервуарного парка и технологических установок УПН Каратобе. Открытие и закрытие эл. задвижек производится дистанционно по команде от центрального пульта «С2000» через RS485. Управление задвижками производится с использованием шкафов управления задвижками ШУЗ-1...ШУЗ37, в которых установлены шкафы управления типа ШУЗ-1 в необходимом количестве. Шкаф управления задвижками монтируется на утепленном блок боксе.

Питание и схемы электроприводов через магнитный пускатель предусматривается в ЭС разделе. Концевые выключатели электропривода (сигнал открыто/закрыто) подключены на релейные входы «Поток-3Н», далее передает сигналы на «С2000» с помощью RS485 протоколе в операторной.

Алгоритм работы системы автоматического пожаротушения согласовывается со специалистами соответствующих органов и служб и реализуется на стадии программирования и наладки системы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-АПТ.ОПЗ	Лист
										120
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

12. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

[illegible]

Копировал:

Формат А4

СОДЕРЖАНИЕ:

12	ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ	123
12.1	Введение	123
12.2	Основные решения	123
12.3	Гидравлические испытания	124
12.4	Контроль качества	125
12.5	Охрана окружающей среды	126

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ТС. ОПЗ	Лист
										122
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

12 ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

12.1 Введение

Раздел «Тепловые сети» рабочего проекта «Реконструкция УПН Ю.Каратобе, Актюбинская область Байганинский район» разработан на основании договора №932469//156/2023 АТ от 13.12.2023г. и задания на корректировку рабочего проекта выданных ТОО «Казахтуркмунай».

Проектная организация – Атырауский Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг».

Исходные данные для проектирования:

- Задание на корректировку рабочего проекта выданных ТОО «Казахтуркмунай»;
- Отчет топогеодезических изысканий по рабочему проекту: «Реконструкция УПН Ю.Каратобе, Актюбинская область Байганинский район», выполненным Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг»;
- Технический отчет инженерно-геологических изысканий по рабочему проекту: «Реконструкция УПН Ю.Каратобе, Актюбинская область Байганинский район» выполненным ТОО «СтройРекламПроект»;

Система высот - балтийская, система координат - местная.

Данная проектная документация по представленным разделам выполнена на стадии «Рабочий проект» в соответствии с нормативными требованиями РК.

При разработке рабочей документации использовалась следующая нормативная документация:

- СН РК 4.02-04-2013 "Тепловые сети";
- МСН 4.02-02-2004 "Тепловые сети";
- СНИП 3.05.03-85 "Тепловые сети"

12.2 Основные решения

Источником теплоснабжения служит существующая блочно-модульная котельная. Согласно СН РК 4.02-04-2013 Тепловые сети п.5.4.1.3 Потребители теплоты по надежности теплоснабжения относятся – I категории.

В состав потребителя входит:

- РВС-1000м3 (1 ед.);

Категория трубопроводов теплосети относится к V, так как теплоноситель - сетевая вода с параметрами 95-70°С.

Трубопроводы тепловых сетей запроектированы из труб стальных электросварных по ГОСТ 10704-91.

Прокладка проектируемой теплосети принята надземная на отдельностоящих опорах высотой - 0.5м типа 57-Т13.04. и типа 57-Т13.05.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ТС. ОПЗ	Лист
										123
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Антикоррозийная изоляция стальных трубопроводов - краска БТ-177 за 2 раза, по грунтовке ГФ-021.

Тепловая изоляция для труб и задвижек запроектирована матами из стеклянного волокна "URSA", толщ. 60 мм, с коэф. уплотнения $\mu_{пл}=1,5$.

Покровный слой - для труб и задвижек из оцинкованной тонколистовая стали, толщиной $\delta=0,5\text{мм}$.

Сварку труб и деталей стальных труб вести электродами Э-42. Все сварные соединения подвергнуть контролю качества неразрушающими методами согласно "Требования промышленной безопасности к устройству и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды".

Монтаж трубопроводов и технический надзор за строительством вести в соответствии с требованиями проекта «Требования промышленной безопасности к устройству и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды».

Теплосеть двухтрубная:

- Т1- трубопровод подающий сетевой воды;
- Т2- трубопровод обратной сетевой воды.

12.3 Гидравлические испытания

После монтажа теплосети трубопроводы должны пройти гидравлическое испытание на прочность и герметичность производить в соответствии со СП РК 4.02-104-2013 "Тепловые сети" испытание трубопроводов на 1,5 от максимального рабочего давления, но не менее 1 МПа, применение полностью укрытой стальной запорной арматуры и т.п.

Испытания трубопроводов следует выполнять с соблюдением следующих основных требований:

- Испытательное давление должно быть обеспечено в верхней точке (отметке) трубопроводов;
- Температура воды при испытаниях должна быть не ниже 5 °С;
- При отрицательной температуре наружного воздуха трубопровод необходимо заполнить водой температурой не выше 70 °С и обеспечить возможность заполнения и опорожнения его в течение 1 ч;
- При постепенном заполнении водой из трубопроводов должен быть полностью удален воздух;
- Испытательное давление должно быть выдержано в течение 10 мин и затем снижено до рабочего;
- При рабочем давлении должен быть произведен осмотр трубопровода по всей его длине.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ТС. ОПЗ	Лист
										124
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Результаты гидравлических испытаний на прочность и герметичность трубопровода считаются удовлетворительными, если во время их проведения не произошло падения давления, не обнаружены признаки разрыва, течи или запотевания в сварных швах, а также течи в основном металле, фланцевых соединениях, арматуре, компенсаторах и других элементах трубопроводов, отсутствуют признаки сдвига или деформации трубопроводов и неподвижных опор.

При проведении испытаний трубопроводов тепловых сетей следует соблюдать действующие строительные нормы и правила на прокладку тепловых сетей.

Должны быть проведены следующие испытания:

- проверка чистоты трубопроводной системы;
- гидравлические испытания на прочность и плотность стальных труб;

До, вовремя и по окончании монтажа следует удостовериться, что внутренняя поверхность труб и комплектующих сухая, чистая и свободна от инородных тел. После окончания монтажа труб следует провести промывку системы водой в соответствии с требованиями действующих нормативных документов на строительство тепловых сетей. Если трубопроводы немедленно не вводятся в эксплуатацию, то систему в целом рекомендуется законсервировать.

Теплоизолированные трубопроводы должны подвергаться предварительному и окончательному испытанию на прочность и герметичность. Предварительные испытания следует выполнять, как правило, гидравлическим способом. Для гидравлического испытания

применяется вода с температурой не ниже +5 °С и не выше +40 °С. Температура наружного воздуха при этом должна быть положительной. Каждый испытательный участок герметически заваривается с двух сторон заглушками. Использование для этих целей запорной арматуры не допускается.

Окончательные испытания проводятся после завершения строительно-монтажных работ и установки запорной арматуры, пусковых, сильфонных и других компенсаторов, кранов для воздушников, задвижек для спускников и другого оборудования и приборов.

12.4 Контроль качества

Контроль качества производить в соответствии со СП РК 4.02-104-2013 "Тепловые сети" сварочных работ и сварных соединений трубопроводов 100%-ный контроль сварных швов, следует выполнять путем:

- Проверки исправности сварочного оборудования и измерительных приборов, качества применяемых материалов;
 - Операционного контроля в процессе сборки и сварки трубопроводов;
- Внешнего осмотра сварных соединений и измерений размеров швов;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ТС. ОПЗ	Лист
										125
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Проверки сплошности стыков неразрушающими методами контроля - радиографическим (рентгеновскими или гамма-лучами) или ультразвуковой дефектоскопией в соответствии с требованиями правил РК, ГОСТ 7512-82, ГОСТ 14782-76 и других стандартов, утвержденных в установленном порядке;
- Механических испытаний и металлографических исследований контрольных сварных соединений трубопроводов, на которые распространяются требования правил РК, в соответствии с этими правилами;
- Испытаний на прочность и герметичность.

Все сварные стыки подлежат внешнему осмотру и измерению.

Стыки трубопроводов, сваренные без подкладного кольца с подваркой корня шва, подвергаются внешнему осмотру и измерению размеров шва снаружи и внутри трубы, в остальных случаях - только снаружи. Перед осмотром сварной шов и прилегающие к нему поверхности труб должны быть очищены от шлака, брызг расплавленного металла, окалины и других загрязнений на ширину не менее 20 мм (по обе стороны шва).

Результаты внешнего осмотра и измерения размеров сварных соединений считаются удовлетворительными, если:

- Отсутствуют трещины любых размеров и направлений в шве и прилегающей зоне, а также подрезы, наплывы, прожоги, незаваренные кратеры и свищи;
- Размеры и количество объемных включений и западаний между валиками не должны превышать значений;
- Размеры непровара, вогнутости и превышение проплава в корне шва стыковых соединений, выполненных без остающегося подкладного кольца (при возможности осмотра стыка изнутри трубы), не превышают значений.

Стыки, не удовлетворяющие перечисленным требованиям, подлежат исправлению или удалению.

Проверка качества сварных соединений производится в соответствии с инструкциями производителя. Проверку на плотность сварных стыков не рекомендуется проводить по участкам.

12.5 Охрана окружающей среды

Охраны окружающей среды разработаны согласно СН РК 4.02-04-2013 «Тепловые сети».

При строительстве новых, расширении и реконструкции действующих тепловых сетей, меры по охране окружающей среды следует принимать в соответствии с требованиями Экологического кодекса Республики Казахстан, СН РК 1.03-00-2011 и настоящего раздела.

Не разрешается без согласования с соответствующей службой: производить земляные работы на расстоянии менее 2,0 м до стволов деревьев и менее 1,0 м до кустарника; перемещение грузов на расстоянии менее 0,5 м до крон или стволов деревьев; складирование труб и других материалов на расстоянии менее 2,0 м до стволов деревьев без устройства вокруг них временных ограждающих (защитных) конструкций.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ТС. ОПЗ	Лист
										126
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Промывку трубопроводов гидравлическим способом следует выполнять с повторным использованием воды. Опорожнение трубопроводов после промывки и дезинфекции следует производить в места, указанные в проекте производства работ и согласованные с соответствующими службами.

Территория строительной площадки после окончания строительно-монтажных работ должна быть очищена от мусора.

Отходы теплоизоляции из пенополиуретана и полиэтилена следует собрать для последующего их вывоза и захоронения в местах, согласованных с уполномоченным органом по государственному санитарно-эпидемиологическому контролю и надзору, в соответствии с порядком накопления, транспортировки, обезвреживания и захоронения токсичных промышленных отходов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ТС. ОПЗ	Лист
										127
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

[illegible]

СОДЕРЖАНИЕ:

15 ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ. ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ 130

15.1 Исходные данные 130

15.2 Технология производства, контроль и автоматика 130

15.3 Генеральный план 131

15.4 Архитектурно-строительные решения 131

15.5 Контроль и автоматизация..... 131

15.6 Электроснабжение 132

15.7 Мероприятия по защите сооружений от коррозии..... 132

15.8 Режим труда и отдыха 133

15.9 Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции..... 134

15.10 Противопожарные мероприятия..... 136

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ОТнТБ.ОПЗ	Лист
										129
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

15 ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ. ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

15.1 Исходные данные

В производственном процессе проектируемых объектов обращаются такие взрывоопасные, пожароопасные и вредные вещества как нефть и попутный газ.

Проектируемые сооружения размещены на безопасном расстоянии от существующих промышленных и гражданских сооружений, инженерных сетей в соответствии с санитарно-защитными зонами и противопожарными расстояниями. На месторождении пожаротушение осуществляется подручными инвентарными средствами (ВНТП 3-85).

ТОО «Казахтуркмунай» действующее предприятие, которое имеет план ликвидации возможных аварий, в котором предусматриваются оперативные действия персонала по предупреждению ЧС, в соответствии с п. 12.9 ПБНПП РК.

Раздел разрабатывался на основании следующей нормативной документации:

- Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355 Об утверждении «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (с изменениями и дополнениями от 04.08.2023 г.);
- Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 17 августа 2021 года № 405 Об утверждении «Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности»» (с изменениями по состоянию на 24.10.2023 г.);
- СП РК 2.04-103-2013г. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений;
- Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 Об утверждении «Правила устройства электроустановок» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 03.01.2023 г.);
- СП РК 1.03-106-2012 Охрана труда и техника безопасности в строительстве;
- ВНТП 3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений.

15.2 Технология производства, контроль и автоматика

Основными, принятыми в проекте, мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных, взрывопожарных веществ и обеспечения безопасных условий труда являются:

- размещение вредных и взрывоопасных производств на открытых площадках;
- полная герметизация процесса подготовки и транспорта продукции;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ОТнТБ.ОПЗ	Лист
										130
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- предотвращение взрывов внутри оборудования путем выбора оборудования и трубопроводов из условия максимально возможных параметров технологического процесса.
- отключающая и регулирующая арматура установлена в удобных для обслуживания местах;
- обеспечение прочности и герметичности трубопроводов (контроль сварных стыков и гидравлическое испытание);
- продувка оборудования перед ремонтом производится на продувочные свечи;
- теплоизоляция надземных трубопроводов и аппаратов;
- ограждение вращающихся частей установок;
- подземная прокладка нефтегазопровода и газопровода, предохраняющая их от механических повреждений;

15.3 Генеральный план

Проектируемые объекты размещены в соответствии с СН 245-71 «Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий».

Сооружения размещены на производственных площадках с обеспечением противопожарных разрывов в соответствии с ВНТП 3-85.

15.4 Архитектурно-строительные решения

Все сооружения запроектированы с учетом требований по взрыво- и пожаробезопасности.

Основными разработанными в проекте мероприятиями, направленными на охрану труда работающих и технику безопасности при обслуживании, являются:

- бетон для бетонных и ж/бетонных конструкций принят на сульфатостойком портландцементе ввиду сульфатной агрессии грунтов;
- под бетонными и железобетонными конструкциями предусматривается подготовка из щебня, фракции 15-20мм, пролитого горячим битумом;
- фундаменты под оборудование с динамическими нагрузками рассчитаны с учетом динамического воздействия, колебания фундаментов исключает вредное влияние на технологические процессы, оборудование и конструкции;
- Все строительные работы необходимо производить, соблюдая СНиП РК 1.03-05-2001 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве».

15.5 Контроль и автоматизация

Для контроля за отклонениями технологических параметров процесса установлены приборы контроля и средства автоматизации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ОТнТБ.ОПЗ	Лист
										131
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Приборы контроля и средств автоматизации и управления технологическими процессами, установленные во взрывоопасных зонах выбраны в соответствии с классом помещений, категорией и группой взрывоопасных смесей.

Монтаж приборов и средств автоматизации, электрических и трубных проводок выполняется в соответствии с СН РК 4.02-03-2012, ПУЭ РК –2015 и монтажно эксплуатационных инструкций на соответствующий прибор.

Приборы и средства автоматизации заземляются и присоединяются к заземляющему устройству, предусмотренному электротехнической частью проекта.

15.6 Электроснабжение

Проект предусматривает защитные меры электробезопасности в объеме, предусмотренном главами 7.3 и 17 ПУЭ.

Для защиты персонала от поражения электрическим током и опасных воздействий молнии предусматривается защитное заземление, зануление, защита от статического электричества.

Все металлические нетоковедущие части электрооборудования площадок скважин и технологические установки подлежат надежному заземлению и присоединению к заземляющему устройству, исходя из обеспечения переходного сопротивления заземления не более 4 Ом.

Основным средством защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током является защитное заземление и зануление.

Защита технологических установок от прямых ударов молнии и статического электричества осуществляется их присоединением к заземляющим устройствам.

Осветительные электроустановки наружного освещения обеспечивают требуемое нормативное освещение, соответствующее нормам безопасного обслуживания технологического оборудования.

15.7 Мероприятия по защите сооружений от коррозии

Проектными решениями предусматриваются следующие мероприятия:

- Бетонные и железобетонные поверхности подземных сооружений изолируются обмазкой битумом за два раза и битумно-латексной мастикой в 2 слоя;
- В основании площадок и фундаментов устраивается гравийная подготовка с пропиткой битумом;
- Стальные трубопроводы, прокладываемые в грунте, покрываются усиленной противокоррозийной изоляцией.

Таблица 8.1. Классификация взрывных и вредных веществ, участвующих в технологических процессах.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ОТнТБ.ОПЗ	Лист
										132
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

№№ п/п	Наименование веществ	Предел взрываемости		Плотность газа или пара жидкости, г/см ³		Допустимая концентрация, мг/м ³ ГОСТ 12.1.005-76	Краткая характеристика и действие на человека	Индивидуальные средства защиты
		нижний	верхний	По воздуху	В жидкой фазе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Нефть	1,9	5,1	0,83	-	10	-	Спецодежда, спецобувь, защитный шлем, защитные очки

Таблица 8.2. Классификация производства по взрывной и пожарной опасности.

№№ п/п	Наименование помещений, участков, наружных установок	Веществ а, применя емые в произво дстве	Категория взрывной и пожарной опасности по РНТП- 01-94	Класс взрывной и пожарной ПУЭ-85	Категория и группа взрыво- опасных смесей по ГОСТ 12.1.011- 88	Группа производ- ственных процессов по СНиП II- 92-76	Классифика ция по условиям поражения электротока м
1	2	3	4	5	6	7	8
Технологи- ческие площадки	Площадка концевой сепарационной установки КСУ с компрессором	Нефте- газовая смесь	Ан	В-1г	ПА-ТЗ	-	-
Технологи- ческие площадки	Площадка КС	Нефте- газовая смесь	Ан	В-1г	ПА-ТЗ	-	-
Технологи- ческие площадки	Площадка РВС-1000м3	Нефте- газовая смесь	Ан	В-1г	ПА-ТЗ	-	-
Технологи- ческие площадки	Площадка насосной пластовой воды	Нефте- газовая смесь	Ан	В-1г	ПА-ТЗ	-	-
Технологи- ческие площадки	Площадка блока дозирования реагента	Нефте- газовая смесь	Ан	В-1г	ПА-ТЗ	-	-
Технологи- ческие площадки	Площадка шламонакопителей	Нефте- газовая смесь	Ан	В-1г	ПА-ТЗ	-	-

15.8 Режим труда и отдыха

Режим труда и отдыха должен быть организован согласно требованиям:

- Трудового кодекса РК от 23.11.15г. №414-V (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2024 г.);
- Приложение 4 к приказу Министра здравоохранения РК от 11.02.2022 г. №ҚР ДСМ-13 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» (с изменениями от 22.04.2023 г.);
- Приказ Министра здравоохранения РК от 03.08.2021 г. №ҚР ДСМ-72 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к

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

						0203-932469-156-2023АТ-01-ОТнТБ.ОПЗ	Лист 133
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

зданиям и сооружениям производственного назначения» (с изменениями по состоянию на 22.04.2023 г.);

- Приказ и.о. Министра здравоохранения РК от 11.01.2022 г. №ҚР ДСМ-2 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека».

Рациональное чередование работы с перерывами на отдых следует предусматривать в целях оптимизации напряженности трудовой деятельности. Разработка рациональных режимов труда и отдыха должна выполняться с учетом определения сменности и длительности рабочих смен (неполный рабочий день, гибкие и скользящие графики режима работы), перерывов на отдых и обед с учетом специфики организации производства. Длительность и частота труда и отдыха внутри смены устанавливаются в зависимости от характера труда и степени утомляемости работников.

15.9 Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции

На территориях месторождений и прилегающих районов, движение специальных автомобильных и технологических транспортных средств, осуществляется по строго определенным маршрутам, предусмотренным проектом разработки и освоения месторождений.

В целях охраны здоровья персонала, предупреждения профессиональных заболеваний и отравлений, несчастных случаев, обеспечения безопасности труда, работники объектов нефтедобывающей промышленности проходят предварительные, при поступлении на работу, и периодические медицинские осмотры в соответствии с приказами и.о. Министра здравоохранения РК от 15 октября 2020 года № ҚР ДСМ-131/2020 «Об утверждении целевых групп лиц, подлежащих обязательным медицинским осмотрам, а также правил и периодичности их проведения, объема лабораторных и функциональных исследований, медицинских противопоказаний, перечня вредных и (или) опасных производственных факторов, профессий и работ, при выполнении которых проводятся предварительные обязательные медицинские осмотры при поступлении на работу и периодические обязательные медицинские осмотры и правил оказания государственной услуги «Прохождение предварительных обязательных медицинских осмотров» (с изменениями и изменениями от 16.12.2022 г.).

Работающие обеспечиваются питьевой водой, соответствующей требованиям приказа Министра национальной экономики от 20 февраля 2023 года № 26 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемосточникам, местам

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ОТнТБ.ОПЗ	Лист
										134
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

Работодатель обеспечивает работников привозной бутилированной питьевой водой, молоком и лечебно-профилактическим питанием, специальной одеждой и обувью, средствами индивидуальной защиты в соответствии с порядком и нормами обеспечения работников молоком и лечебно-профилактическим питанием, специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты, санитарно-бытовыми помещениями и устройствами за счет средств работодателя.

Работники объектов нефтедобывающей промышленности обеспечиваются медико-санитарным обслуживанием.

Процессы на скважинах месторождения относятся к III б группе производственных процессов. III б группа - промысловый сбор и подготовка нефти и газа (товарные парки, термохимические установки, нагревательные печи, насосные станции и другие); ремонт промыслового оборудования). Для III б группы предусмотрены стационарные санитарно-бытовые помещения, оборудованные душевыми, помещениями для обогрева, устройства для сушки специальной одежды и обуви; респираторные; в условиях жаркого климата - для охлаждения работающих.

На предприятии оборудованы санитарно-бытовые помещения для работающих (умывальные, душевые, шкафы для одежды, уборные и пр.).

Все производственные и бытовые помещения, а также рабочие места и оборудование должны содержаться в чистоте и порядке и своевременно ремонтироваться. Для всех производственных и бытовых помещений должен быть установлен определенный порядок уборки с учетом условий производства. Отбросы и мусор должны регулярно собираться и удаляться в специально отведенные для этой цели места. Для сбора ядовитых отходов и мусора должны быть устроены отдельные сборники, которые надлежит содержать и очищать в порядке, установленном специальными инструкциями.

Работающие обеспечиваются специальной одеждой, обувью и средствами индивидуальной защиты в соответствии с действующими отраслевыми нормами для объектов нефтедобывающей промышленности. Работа без предусмотренных нормами спецодежды и защитных приспособлений запрещается.

Работающие, получающие, согласно действующим нормам, приспособления для индивидуальной защиты, должны проходить специальный инструктаж с обучением простейшим способам проверки исправности приспособлений и тщательно тренироваться в пользовании ими.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ОТнТБ.ОПЗ	Лист
										135
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

В составе производственных объектов предусматривают централизованные службы, обеспечивающие химическую чистку, стирку и ремонт специальной одежды и обуви.

На самих скважинах персонал не присутствует, все необходимые данные выведены в «центр оперативного управления. Осуществляется ежедневный объезд скважин операторами. Расстояния до скважин от 1 до 15 км персонал проживает и питается в вахтовом поселке.

15.10 Противопожарные мероприятия

Для предотвращения пожара на предприятии уделяется особое внимание пожарной безопасности. На месторождениях проводятся мероприятия по пожарной системе:

- приказом по предприятию назначается ответственный за пожарную безопасность;
- на территории месторождения установлены противопожарные щиты с необходимым инвентарем;
- необходимое наличие огнетушителей в исправном состоянии;
- проводятся периодические инструктажи с обслуживающим персоналом.

Первичные средства пожаротушения следует размещать вблизи мест наиболее вероятного их применения, на виду, в безопасном при пожаре месте, с обеспечением к ним свободного доступа.

Первичные средства пожаротушения на территории объекта следует группировать на специальных пожарных пунктах. Повседневный контроль за содержанием и постоянной готовностью к действию огнетушителей и других средств пожаротушения, находящихся на скважинах, осуществляет лицо, ответственное за пожарную безопасность.

Перед проведением огневых работ должен оформляться наряд-допуск. В наряде – допуске должен быть предусмотрен весь объем работ в течение указанного в нем срока и отражены основные меры безопасности. Огневые работы на площадке должны проводиться в светлое (дневное) время суток (за исключением аварийных случаев). На время выполнения огневых работ на установке должен быть установлен пожарный пост из работников пожарной охраны объекта или членов ДПД с распределением обязанностей и действий при возникновении угрозы аварии или пожара со следующими средствами пожаротушения:

- пожарной автоцистерной (с объемом цистерны не менее 2000 л);
- заполненной рабочим раствором пенообразователя с концентрацией,
- соответствующей техническим характеристикам применяемого пенообразователя (1, 3 или 6 %), установленной на водисточнике (гидранте, водоеме);
- огнетушители порошковые ОП-10, или углекислотные ОУ-10 – 10 штук или один огнетушитель ОП-100;
- кошма войлочная или асбестовое полотно размером 2х2 - 2 шт;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ОТнТБ.ОПЗ	Лист
										136
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- ведра,
- лопаты,
- топоры,
- ломы.

К проведению огневых работ допускаются лица (электросварщики, газорезчики) прошедшие специальную подготовку и имеющие квалификационное удостоверение, и талон по технике пожарной безопасности. Электросварщики должны иметь квалификационную группу по электробезопасности не ниже III.

Применяемые при проведении работ сварочное оборудование:

- переносной электроинструмент;
- освещение;
- средства индивидуальной.

Средства индивидуальной защиты должны соответствовать требованиям РД-25.160.10-КТН-050-06.

Перед началом электросварочных работ необходимо проверить:

- исправность изоляции сварочных кабелей и электродержателей,
- а также плотность соединений всех контактов.

Расстояние от сварочных кабелей до баллонов с кислородом должно быть не менее 0,5 м, до баллонов с горючими газами – не менее 1 м.

Кабели, подключенные к сварочным аппаратам, распределительным щитам и другому оборудованию, а также в местах сварочных работ, должны быть надежно изолированы от действия высокой температуры, химических воздействий и механических повреждений.

Соединять сварочные кабели следует при помощи опрессовывания, сварки, пайки и специальных зажимов. Подключение сварочных кабелей к электродержателю, свариваемому изделию и сварочному аппарату должно выполняться при помощи медных кабельных наконечников, скрепленных болтами с шайбой. Электросварочная установка на время работы должна быть заземлена. Помимо заземления основного электросварочного оборудования в сварочных установках следует непосредственно заземлять тот зажим, к которому присоединяется проводник, идущий к свариваемому изделию (обратный проводник). Над передвижными и переносными электросварочными установками, используемыми на открытом воздухе, должны быть сооружены навесы из негорючих материалов для защиты от атмосферных осадков. На корпусе электросварочного аппарата должен быть указан инвентарный номер, дата следующего измерения сопротивления изоляции и принадлежность к подразделению.

Инв. № подл.	Взап. инв. №	Подп. и дата							0203-932469-156-2023АТ-01-ОТнТБ.ОПЗ	Лист
										137
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Расстояние от баллонов до источников открытого огня должно быть не менее 5 м, и не менее 1 м от источников тепла. Баллоны должны быть защищены от прямых солнечных лучей и от других источников тепла. Запрещается подогревать баллоны для повышения давления.

Рукава для газовой резки, редукторы, газовые горелки должны подвергаться периодическим испытаниям. Рукава перед началом работы необходимо осматривать на наличие трещин и надразов. Общая длина рукавов для газовой резки должна быть не более 30 м, рукав должен состоять не более чем из трех отдельных кусков, соединенных между собой специальными двусторонними ниппелями, закрепленных хомутами.

Закрепление газоподводящих шлангов на присоединительных ниппелях аппаратуры, горелок, резаков и редукторов должно быть надежным и выполнено с помощью хомутов. Шланги для газовой резки и сварки должны быть предохранены от попадания искр, воздействия высоких температур, ударов и других повреждений. При укладке не допускаются их перекручивание, сплющивание и перегибание. При проведении электросварочных, газорезки и газосварочных работ запрещается:

- приступать к работе при неисправной аппаратуре;
- хранить в сварочных кабинах одежду, легковоспламеняющиеся жидкости, горючие жидкости и другие горючие материалы;
- допускать к самостоятельной работе учеников, а также работников, не имеющих квалификационного удостоверения и талона по технике пожарной безопасности;
- допускать соприкосновение электрических проводов с баллонами со сжатыми сжиженными и растворимыми газами;
- отогревать замерзшие трубопроводы, вентили, редукторы и другие детали газосварочного оборудования открытым огнем;
- допускать соприкосновения кислородных баллонов редукторов и другого газосварочного оборудования с различными маслами, промасленной одеждой и ветошью;
- производить продувку рукавов для горючих газов кислородом и кислородного шланга - горючими газами, а также взаимно заменять рукава во время работы;
- пользоваться рукавами со следами масел, жиров, а также присоединять к шлангам тройники, вилки для питания нескольких горелок;
- пользоваться одеждой и рукавицами со следами масел, жиров и других нефтепродуктов;
- работать от одного водяного затвора двум сварщикам.

По окончании огневых работ место их проведения должно быть тщательно проверено и убрано от огарков, окалины и других горючих материалов, и веществ. Персонал, выполняющий

Инв. № подл.	Взап. инв. №	Подп. и дата							0203-932469-156-2023АТ-01-ОТнТБ.ОПЗ	Лист
										138
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

огневые работы, должен быть выведен с места работ, а наряд - допуск закрыт. Ответственный за проведение огневых работ обязан обеспечить наблюдение в течение 3 часов после завершения огневых работ за местом, где проводились огневые работы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ОТиТБ.ОПЗ	Лист
										139
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Согласовано			
Разработал			

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

0203-932469-156-2023АТ-01-ИТМ ГОиЧС.ОПЗ

						0203-932469-156-2023АТ-01-ИТМ ГОиЧС.ОПЗ					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Реконструкция УПН Ю. Каратобе, Актюбинская область Байганинский район			Стадия	Лист	Листов
Разработ.	Куракбаев								РП	140	9
Проверил	Ержанова								 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		
ГИП	Куракбаев										
Д.контроль	Рахимбергенов										
Н.контроль											

СОДЕРЖАНИЕ:

16 ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЕ И ЧРЕЗВЫЧАЙНОЙ СИТУАЦИИ 142

16.1 Исходные данные 142

16.2 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций 143

16.2.1 Общая информация 143

16.2.2 Технологические решения 143

16.2.3 Система защиты персонала 145

16.2.4 Система электрической безопасности 145

16.2.5 Автоматизация комплексная 146

16.2.6 Система мероприятий по защите сооружений от коррозии 146

16.3 Мероприятия по гражданской обороне..... 146

16.3.1 Основные задачи гражданской обороны 147

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ИТМ ГОиЧС.ОПЗ	Лист
										141
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

16 ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЕ И ЧРЕЗВЫЧАЙНОЙ СИТУАЦИИ

16.1 Исходные данные

Основанием для разработки раздела, являются следующие исходные данные:

- Задание на проектирование, выданное ТОО «Казахтуркмунай»;
- Принятые технологические, архитектурно-строительные и объемно-планировочные решения;

Полные сведения о проектируемом объекте представлены, в общем, и других разделах проекта, содержащих обоснования проектных решений для обеспечения устойчивости функционирования технологических и вспомогательных систем.

В настоящем разделе представлены инженерно-технические мероприятия гражданской обороны и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций (ИТМ ГО и ЧС).

Проектные решения раздела ИТМ ГО и ЧС направлены на:

- Обеспечение защиты персонала и территорий, и снижение материального ущерба от ЧС техногенного и природного характера;
- Защиту от опасностей, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий, а также диверсий.

При разработке настоящего раздела применялись требования следующих нормативных документов:

- Закон Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188-V «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2023г.);
- Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 17 августа 2021 года № 405 Об утверждении технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности»;
- Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 10 мая 2023 года №240 «Об установлении классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;
- СН РК 3.01-02-2022 «Инструкция о порядке разработки, согласования и утверждения градостроительных проектов»;
- Приказ МВД Республики Казахстан от 24 октября 2014 года №732 Об утверждении объема и содержания инженерно-технических мероприятий гражданской обороны;
- Приказ МЧС Республики Казахстан №176 от 27 июля 2009 года «Требования промышленной безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов»;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ИТМ ГОиЧС.ОПЗ	Лист
										142
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- СН РК 2.04-14-2003 «Инструкция по проектированию противорадиационных укрытий»;
- РГП «Специальный научно-исследовательский центр ПБ и ГО» МЧС РК «Методические рекомендации, по оценке пожарного риска производственных объектов.

16.2 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

16.2.1 Общая информация

Основными мерами по предупреждению ЧС природного и техногенного характера являются:

- мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
- научные исследования, наблюдения, контроль обстановки и прогнозирование чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
- гласность и информация в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
- пропаганда знаний, обучение персонала в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
- защитные мероприятия в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

Проектируемые объекты относятся к категории ПА-ТЗ, класс В-1г. производств по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности.

В производственном процессе обращаются и хранятся следующие взрывоопасные, пожароопасные и вредные вещества: нефть, газ.

16.2.2 Технологические решения

Основные принятые технические решения, принятые в проекте, обеспечивают необходимые инженерно-технические мероприятия по чрезвычайным ситуациям техногенного и природного характера и учитывают следующее:

- размещение установок;
- классификация зон;
- осуществление надзора с помощью контрольно-измерительных приборов;
- системы защиты от превышения давления;
- изоляция оборудования;
- технические характеристики;
- проектирование оборудования;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ИТМ ГОиЧС.ОПЗ	Лист
										143
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- дренажи;
- маршруты для эвакуации;
- разрешение для работы систем;
- процедуры безопасности в строительстве и монтаже оборудования.

Проектируемые сооружения размещены на безопасном расстоянии от существующих промышленных и гражданских сооружений, инженерных сетей в соответствии с санитарно-защитными зонами и противопожарными расстояниями.

Предусматривается пожаротушение передвижными средствами, кроме того, площадки должны быть оборудованы первичным пож.инвентарем.

В проекте нет отступлений от действующих норм и правил по безопасности труда.

Основные мероприятия, направленные на предупреждение и защиту проектируемых объектов в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, способствуют предотвращению выделения вредных, взрывопожароопасных веществ и обеспечению безопасных условий труда, обеспечению прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов.

Это достигается за счет высокого уровня автоматизации производственных процессов, размещение вредных и взрывопожарных производств на открытых площадках, применения оборудования, трубопроводов и приборов в коррозионностойком исполнении, обеспечения коррозионной защиты металлоконструкций.

Применяемое оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию технологических аппаратов, узлов коммуникаций.

Размещение запорной арматуры обеспечивает удобное и безопасное обслуживание. Покрытие площадок предусмотрено в твердом исполнении и с устройствами сбора дренажа.

Все технологические трубопроводы после монтажа подвергаются контролю сварных стыков и гидравлическому испытанию.

Электрооборудование, расположенное на площадке скважины, должно быть надежно заземлено.

Территория скважины в темный период суток должна быть освещена.

При надземной прокладке трубопроводы укладываются на несгораемые бетонные опоры.

Бетон для бетонных и ж/бетонных конструкций принят на сульфатостойком портландцементе ввиду сульфатной агрессии грунтов по отношению к бетонам нормальной плотности.

Под бетонными и железобетонными конструкциями предусматривается подготовка из щебня, пропитанного битумом, толщиной 50 мм.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							Лист 144
			0203-932469-156-2023АТ-01-ИТМ ГОиЧС.ОПЗ						
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Все боковые поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются битумом за два раза.

Антикоррозийная защита металлических конструкций: все металлические конструкции подвергаются окраске в соответствии со СН РК 2.01-01-2013. Предусматривается устранение просадочных свойств грунтов: предварительное трамбование грунтов тяжелыми трамбовками. Предусмотрены мероприятия, исключающие затопление территории: вертикальная планировка территории, устройство площадок в насыпи.

Детальные мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций должны быть разработаны Владелец предприятия при составлении Декларации безопасности на месторождении в соответствии требованиям Закона РК «О гражданской защите» от 11.04.14 г., согласно Приказа Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 341 «Правила разработки декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта».

16.2.3 Система защиты персонала

Персонал перед допуском на рабочие места:

- проходит медицинский осмотр;
- получает инструктаж по технике безопасности и пожарной безопасности;
- проходит обучение по необходимой программе на данное рабочее место;
- проходит аттестацию на рабочее место и при положительной аттестации, персонал получит допуск на рабочее место.

Каждый сотрудник получает спецодежду, индивидуальные средства защиты, защитную обувь и шлемы, рукавицы согласно установленному перечню.

16.2.4 Система электрической безопасности

Система электрической безопасности предусматривает:

- безопасность персонала и оборудования;
- надежность службы;
- минимальная пожароопасность.

Основным средством защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током является защитное заземление или зануление.

Все металлические нетоковедущие части электрооборудования, КТПН-10кВ, металлические конструкции скважин, корпуса гидроустановок и т.п. подлежат надежному заземлению и присоединяются к заземляющему устройству.

На ВЛ подлежат заземлению все железобетонные опоры. В пролетах пересечения с ВЛ надземные газопроводы и их ограждения тоже заземляются.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ИТМ ГОиЧС.ОПЗ	Лист
										145
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

16.2.5 Автоматизация комплексная

Для контроля отклонений от технологических параметров оборудования и нормальной работы предусмотрена установка приборов, контролирующих температуру, давление.

Монтаж трубных и электрических проводок соответствует требованиям норм по монтажу электропроводок систем автоматизации во взрыво- и пожароопасных помещениях и наружных установок.

Необходимо предусмотреть защитное заземление и зануление оборудования.

16.2.6 Система мероприятий по защите сооружений от коррозии

На проектируемых площадках предусмотрены следующие мероприятия по защите сооружений от коррозии: бетонные и железобетонные поверхности, подземные сооружения изолируются обмазкой битумом за два раза и битумно-латексной мастикой в четыре слоя.

Стальные участки трубопроводов, прокладываемые подземно, имеют усиленную противокоррозионную изоляцию в соответствии с ГОСТ 25812-83 «усиленная». Состав покрытия ГТ-760 ИН, лента «Полилен» по ТУ102-610-92 в два слоя, оберточный слой из ленты «Полилен-0» по ТУ102-611-92 в один слой.

16.3 Мероприятия по гражданской обороне

В целях защиты населения, объектов и территории Республики Казахстан, снижения ущерба и потерь при возникновении военных конфликтов центральными и местными исполнительными органами, организациями, отнесенными к категориям по гражданской обороне, в пределах своей компетенции проводятся следующие мероприятия гражданской обороны:

1) заблаговременно:

- разработка планов гражданской обороны;
- создание и развитие систем управления, оповещения и связи и поддержание их в готовности к использованию;
- создание, укомплектование, оснащение и поддержание в готовности сил гражданской защиты;
- подготовка органов управления гражданской защиты и обучение населения способам защиты и действиям в случаях применения современных средств поражения;
- строительство и накопление фонда защитных сооружений гражданской обороны, содержание их в готовности к функционированию;
- создание, накопление и своевременное освежение имущества гражданской обороны;
- планирование эвакуационных мероприятий;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ИТМ ГОиЧС.ОПЗ	Лист
										146
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- планирование и выполнение мероприятий по устойчивому функционированию отраслей и организаций;

2) при возникновении военных конфликтов:

- оповещение об угрозе и применении современных средств поражения, информирование населения о порядке действий;
- укрытие населения в защитных сооружениях гражданской обороны, при необходимости - использование средств индивидуальной защиты;
- оказание медицинской помощи раненым и пораженным;
- проведение эвакуационных мероприятий;
- создание дополнительных пунктов управления, оповещения и связи гражданской защиты;
- проведение аварийно-спасательных и неотложных работ;
- восстановление нарушенных систем управления, оповещения и связи;
- восстановление готовности формирований гражданской защиты.

16.3.1 Основные задачи гражданской обороны

Основными задачами гражданской защиты являются:

- предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций и их последствий;
- спасение и эвакуация людей при возникновении чрезвычайных ситуаций путем проведения аварийно-спасательных и неотложных работ в мирное и военное время;
- создание сил гражданской защиты, их подготовка и поддержание в постоянной готовности;
- подготовка специалистов центральных и местных исполнительных органов, организаций и обучение населения;
- накопление и поддержание в готовности необходимого фонда защитных сооружений, запасов средств индивидуальной защиты и другого имущества гражданской обороны;
- информирование и оповещение населения, органов управления гражданской защиты заблаговременно при наличии прогноза об угрозе возникновения чрезвычайной ситуации и (или) оперативно при возникновении чрезвычайной ситуации;
- защита продовольствия, водоисточников (мест водозабора для хозяйственно-питьевых целей), пищевого сырья, фуража, животных и растений от радиоактивного, химического, бактериологического (биологического) заражения, эпизоотии и эпифитотий;
- обеспечение промышленной и пожарной безопасности;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ИТМ ГОиЧС.ОПЗ	Лист
										147
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- создание, развитие и поддержание в постоянной готовности систем оповещения и связи;
- мониторинг, разработка и реализация мероприятий по снижению воздействия или ликвидации опасных факторов современных средств поражения;
- обеспечение формирования, хранения и использования государственного резерва.

Основными принципами гражданской защиты являются:

- организация системы гражданской защиты по территориально-отраслевому принципу;
- минимизация угроз и ущерба гражданам и обществу от чрезвычайных ситуаций;
- постоянная готовность сил и средств гражданской защиты к оперативному реагированию на чрезвычайные ситуации, гражданской обороне и проведению аварийно-спасательных и неотложных работ;
- гласность и информирование населения и организаций о прогнозируемых и возникших чрезвычайных ситуациях, принятых мерах по их предупреждению и ликвидации, включая ликвидацию их последствий;
- оправданный риск и обеспечение безопасности при проведении аварийно-спасательных и неотложных работ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взап. инв. №							0203-932469-156-2023АТ-01-ИТМ ГОиЧС.ОПЗ	Лист
										148
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		