




ОБЪЕКТ (инв. №)	НАИМЕНОВАНИЕ	МАРКА				
1	2	3	4	5	6	7
910979/2023/1-01-	Паспорт проект	ПП				
910979/2023/1-01-	Состав проекта Том I	СП				
910979/2023/1-01-ПЗ	Общая пояснительная записка	ОЧ ЭМ	ГП АЗ	ТХ МОПБ	АС МЧСиГО	АСНГ
-	Том II					
910979/2023/1-01	Рабочие чертежи	ГП АЗ	АС	СНГ	АСНГ	ЭМ
910979/2023/1-01-	Том III Охрана окружающей среды	ООС				
910979/2023/1-01-	Том IV Книга 1. Сметная документация Книга 2. Прайс-листы	СМ СМ				
910979/2023/1-01-	Том V ПОС	ПОС				

Стадия «Рабочий проект» выпущен в 4 экземплярах печатной версии и 5-экземплярах на электронном носителе.
4 экз. печатной версии и 4 на электронной версии – заказчику ТОО «Урихтау Оперейтинг»
1 экземпляр электронной версии – архив Филиала ТОО «КМГИ» «КазНИПИМунайгаз»

						910979/2023/1-01-СП						
Кол	Кол. уч	Лист	№ док.	Подп	Дата							
Разраб.		Кривошеев			05.24	Строительство нефтепровода от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола Состав проекта				Стад.	Лист	Листов
Провер										РП		
Т.конт.										 Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз»		
ГИП		Кривошеев			05.24							



**Строительство нефтепровода от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола
Рабочий проект**

**Том I
ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

Объект №910979/2023/1-01-ОПЗ

Рег. № _____

Экз. № _____

Директор департамента управления проектами
и технологических решений

Б.К. Ережепов

Главный инженер проекта

А.П. Кривошеев

г.Актау - 2024г.

СОДЕРЖАНИЕ:

1. Общая часть	3
2. Генеральный план	11
3. Технологические решения.....	33
4. Архитектурно-строительные решения.....	65
5. Автоматизация сбора нефти газа.....	87
6. Электроснабжение и электрооборудование.....	97
7. Антикоррозионная защита.....	105
8. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.....	114
9. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций.....	124

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

							910979/2023/1-01-ОЧ.ПЗ			
							«Строительство нефтепровода от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола»			
		Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
		Разраб.		Кривошеев		05.24	Обустройство месторождения	Стадия	Лист	Листов
		Провер.						РП	3	8
		Т.контр.								
		Н.контр.		Белгиев		05.24	Пояснительная записка		Филиал ТОО «КМГ	
		ГИП		Кривошеев		05.24			Инжиниринг»	
									«КазНИПИмунайгаз»	

СОДЕРЖАНИЕ:

1.ОБЩАЯ ЧАСТЬ.	5
1.1. Введение.....	5
1.2. Исходные данные	5
1.3. Краткая характеристика района строительства.....	6
1.4. Основные проектные решения.....	6
1.5. Генеральный план.	6
1.6. Объемно-планировочные и конструктивные решения.....	7
1.7. Основные решения по электроснабжению	8
1.8. Основные проектные решения автоматизации сбора нефти газа	9
1.9. Основные проектные решения по антикоррозийной защите	9

1.ОБЩАЯ ЧАСТЬ.

1.1. Введение

Проектируемые объекты находятся в районе месторождения Жанажол и расположены в Актыбинской области Мугалжарском районе, в 215 км к югу от г. Актобе. Оператором месторождения является ТОО «Урихтау Оперейтинг». Связь с областным центром осуществляется по автомобильной дороге Актобе-Кандагаш-Темир-Кенкияк-Жанажол, а также по железной дороге Актобе-Эмба-Жанажол.

Заказчиком проекта является ТОО «Урихтау Оперейтинг». Проектной организацией является филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз».

Вид строительства – новое. Все намеченные к строительству объекты относятся к II (нормальному) уровню ответственности.

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

1.2. Исходные данные

Исходными данными для разработки проекта являются задание на проектирование и технические требования, выданные ТОО «Урихтау Оперейтинг».

Проект разработан на основании:

- Договора №910979/2023/1 от 13.10.2023г. на разработку проектно-сметной документации «Нефтепровод от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола»;
- Технических условий на подключение инженерных систем к источникам снабжения:
 - ТУ на подключения №22/0223 от 22.02.2024г. от Заказчика на проектируемый нефтепровод от ДНС до ЦПНГ месторождения Алибекмола. Приложение 1;
 - ТУ на подключение от Заказчика по разделам: электроснабжения, АТХ,
- Технические условия на пересечения проектируемого нефтепровода с существующими коммуникациями:
 - ТУ №1003 от 20.03.2024 г. от ЖГТЭС на пересечение проектируемого нефтепровода с ВЛ-110 кВ ТОО «Жанажолская ГТЭС-Кенкияк1»;
 - ТУ №2.15/2213 от 27.10.2023г. от ТОО «Казахойл Актобе» на пересечение проектируемого нефтепровода с существующими автодорогами и газопроводом;
 - ТУ №29-04-37 от 03.11.2023г. на пересечение нефтепровода с ЛЭП ВЛ-6 Фидер №2,22 ПС «Вахтовый поселок», Фидер №5,12 ПС «Жанажол-8», ВЛ-35 кВ ГПЗ-1,2, ВЛ-110 кВ «Кенкияк-4» - «Жанажол» Правая цепь - 1,2. ВЛ-110 кВ «Кенкияк-4» - «Жанажол Левая цепь»;
 - ТУ №23-12/1579 от 31.10.2023г. от НГДУ «Кенкиякнефть» АО «СНПС-АМГ» на пересечение проектируемого нефтепровода с существующими трубопроводами и коммуникациями;

- ТУ №800 от 12.12.2023г. от ТОО «Жаназольской ГТЭС» на пересечение проектируемого нефтепровода с инженерными сетями;
- ТУ №06-62-679 от 09.04.2024г. от АО ИЦА на пересечение проектируемого нефтепровода с действующими магистральными газопроводами, «Жаназол-Актобе» и «Жаназол-КС-13» в зоне обслуживания Жаназольского ЛПУ УМГ «Актобе»;
- ТУ №12 от 14.03.2024г. на пересечение газопровода высокого давления объекта «Комплекс по подготовке утилизации газа на м/р Жаназол»;
- ТУ №522/2023 от 07.11.2023г. от АО «Каспий Нефть ТМЕ» на пересечение проектируемого нефтепровода с инженерными сетями;

1.3. Краткая характеристика района строительства

Краткая характеристика района строительства представлена в разделе Генеральный план.

1.4. Основные проектные решения

В связи с принятием Заказчиком решения об увеличении добычи на месторождении Восточный Урихтау предусматривается строительство дополнительного нефтепровода с транспортом водонефтяной жидкости от дожимной насосной станции (ДНС) месторождения Урихтау в цех подготовки нефти и газа (ЦПНГ) месторождения Алибекмола.

В соответствии с заданием на проектирование рабочим проектом предусматривается выполнение рабочего проекта «Строительство нефтепровода от ДНС до ЦПНГ Алибекмола».

«Строительство нефтепровода ДНС Урихтау - ЦПНГ Алибекмола».

Проектом предусматривается строительство:

- нефтепровода диаметром Ду200 из стеклопластиковой трубы протяженностью – 26,6 км;
- нефтепровода диаметром 219х8мм из стали марки 13ХФА протяженностью – 320м;
- площадок узла запуска и приема СОД Ду200 на нефтепроводе;
- площадки дренажной емкости $V=8\text{м}^3$;
- площадок линейной запорной арматуры в количестве 6 шт.;
- съезд к площадке линейной запорной арматуры.

1.5. Генеральный план.

Исходные данные для проектирования рабочего проекта представлены Заказчиком:

- акт на право землепользования (аренда);
- акты выбора трасс и площадок;
- проектно-сметная документация рабочего проекта №110-62-2019АК-01 «Обустройство нефтяной оторочки месторождения Урихтау при ОПЭ. Корректировка 2». Очередь 1 – Строительство нефтепровода ДНС-ЦПНГ Алибекмола.

Инженерно-геодезические и инженерно-геологические изыскания выполнены Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз» в ноябре 2023г.

В рабочем проекте «Нефтепровод от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола» разработан, согласно Задания на проектирование «Нефтепровод от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола».

В разделе «Генеральный план» запроектированы следующие площадки:

- Площадка ПГБ;
- Площадка ЛЗА №1 на ПК2+10,0;
- Площадка ЛЗА №2 на ПК71+41,0;
- Площадка ЛЗА №3 на ПК92+62,0;
- Площадка ЛЗА №4 на ПК118+60;
- Площадка ЛЗА №5 на ПК159+64,50;
- Площадка ЛЗА №6 на ПК254+44,0;
- Площадка ПУН.

Раздел «Генеральный план» 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.

1.6. Объемно-планировочные и конструктивные решения

С учетом природно-климатических условий района строительства приняты следующие конструктивные решения для выполнения наружных технологических площадок:

Площадки узла запуска СОД и узла приема СОД. Площадка узла запуска размерами в осях 6,0х14,5 и площадка узла приема размерами в осях 6,0х12,5 с твердым покрытием из бетона Кл С12/15;W6;F100, канализуемые. Площадки по периметру выложены бортовым камнем БР100.30.15 по ГОСТ 6665-91. На площадках монтируется стойка из трубы $\square 100 \times 5$ по ГОСТ 30245-2012. Стойка крепится самоанкерующимися болтами БСР М10х100 УЗ ГОСТ 28778-90.

Приямки выполнены из монолитного бетона кл. С12/15, марка по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F100, с армированием сеткой по ГОСТ 23279-2012.

Площадка дренажной емкости ЕП-6 $V=8\text{м}^3$. Площадка размерами в осях 4,5х3,5м, с твердым покрытием из бетона Кл С12/15;W6;F100, с выступающим бордюром, канализуемая. Основанием емкости служит плита ФЛ20.8-1 по СТ РК 956-93 и подушка из ПГС. На площадке монтируется стойка из трубы $\square 100 \times 5$ по ГОСТ 30245-2012. Стойка крепится самоанкерующимися болтами БСР М10х100 УЗ ГОСТ 28778-90.

Ограждение ПГБ - металлическими сетчатыми панелями PROFI/MEDIUM ТУ-9693-011-75483238-2012 по металлическим стойкам-трубам, врезается на существующее ограждение. Стойки устанавливаются в фундамент, выполненный из бетона Кл С12/15;W6;F100. Стойки

выполнены из прямоугольной трубы 60x80, сварная сетчатая панель - из оцинкованной проволоки Ø4мм.

Площадка узла линейной запорной арматуры. Площадка размерами в осях 4,0x3,0м, с твердым покрытием из бетона Кл В15;W6;F100, с выступающим бордюром. На площадке монтируется стойка из трубы □100x5 по ГОСТ 30245-2012. Стойка крепится самоанкерующимися болтами БСР М10x100 УЗ ГОСТ 28778-90.

Площадка ограждается металлическими сетчатыми панелями PROFI/MEDIUM ТУ-9693-011-75483238-2012 по металлическим стойкам-трубам. Стойки устанавливаются в фундамент, выполненный из бетона Кл С12/15;W6;F100. Стойки выполнены из прямоугольной трубы 60x80, сварная сетчатая панель - из оцинкованной проволоки Ø4мм.

Площадка узла регулирующего клапана-существующая площадка доливается бетоном Кл С12/15;W6;F100 и по периметру выложена бортовым камнем БР100.30.15 по ГОСТ 6665-91.

Площадка узла подключения к МАФ-2-существующая площадка доливается бетоном Кл С12/15;W6;F100 и по периметру выложена бортовым камнем БР100.30.15 по ГОСТ 6665-91.

Площадка ограждается металлическими сетчатыми панелями PROFI/MEDIUM ТУ-9693-011-75483238-2012 по металлическим стойкам-трубам. Стойки устанавливаются в фундамент, выполненный из бетона Кл С12/15;W6;F100. Стойки выполнены из прямоугольной трубы 60x80, сварная сетчатая панель - из оцинкованной проволоки Ø4мм.

1.7. Основные решения по электроснабжению

Площадка ДНС Урихтау.

Электроснабжение электропотребителей предусматривается на проектируемых площадках камеры запуска СОД и узла линейной запорной арматуры на существующей технологической площадке ДНС месторождения Урихтау.

Электроприводы задвижек имеют встроенные органы управления и включают в свой состав коммутационный аппарат.

Освещение площадки предусматривается посредством установки прожекторной мачты.

Площадка ЦПНГ месторождения «Алибекмола»

Предусматривается электроснабжение электропотребителей проектируемой площадки камеры приема СОД и системы электрообогрева технологических трубопроводов на существующей площадке ЦПНГ «Алибекмола».

Электропривод задвижки имеет встроенные органы управления и включают в свой состав коммутационный аппарат.

Система электрообогрева выполняется с применением расчетов и оборудования компании «Rauchem» с целью поддержания на трубопроводах температуры (не ниже +5° С) путем компенсации тепловых потерь.

Система обеспечивает аварийное автоматическое отключение при возникновении коротких замыканий, а также при превышении допустимого значения тока утечки на землю 30мА.

1.8. Основные проектные решения автоматизации сбора нефти газа

Проектными решениями, в части автоматизации технологических процессов, предусматривается комплексное решение вопросов организации дистанционного контроля и управления технологическими процессами. Принятые проектные решения обеспечивают:

- дистанционный контроль и управление технологическими процессами и операциями;
- поддержание оптимальных режимов технологического процесса;
- повышение надежности и безопасности эксплуатации оборудования, установок и процессов;
- снижение капитальных затрат;
- улучшение условий труда и уровня эксплуатации объектов.

В состав проектируемых объектов настоящего рабочего проекта входят объекты строительства нефтепровода от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола.

Проектом 910979/2023/1-01-АСНГ предусматривается контроль и автоматизация следующих объектов:

- площадка камеры запуска СОД на существующей ДНС;
- площадка подземной дренажной емкости V-8м³ на существующей ДНС;
- площадки линейных запорных арматур.

Строительство и ввод в действие проектируемого объекта будет производиться в условиях непрерывной производственной деятельности предприятия.

1.9. Основные проектные решения по антикоррозийной защите

Все основные технические решения по антикоррозийной защите подземных стальных сооружений приняты в соответствии с нормативными требованиями ГОСТ 9.602-2016 "Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии".




Антикоррозийная защита кожухов запроектирована с использованием магниевых протекторов. В соответствии с требованиями СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 "Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии", минимальный защитный потенциал «сооружение-земля» (относительно медносульфатного электрода сравнения) для исходных условий строительства должен быть не менее минус 0,85 В; максимальное значение защитного потенциала в точке дренажа не должно превышать минус 1.15 В. Естественный потенциал труба-земля для проектируемых стальных сооружений принят равным минус 0,55 В.

Расчет параметров и характеристик установок электрохимической защиты произведен в программной среде ElectriCS ECP rev. 6 в соответствии методическими указаниями СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

На пересечениях проектируемой автомобильной дороги с существующими трубопроводами было принято решение защитить трубопроводы защитными кожухами от

Ø325х8мм до Ø530х10мм. Подвод защитного потенциала к стальным кожухам осуществляется от магниевых протекторов типа ПМ-10У. Магниевые протекторы устанавливаются в сверленные котлованы Ду 300 мм глубиной 3 м расположенных на удалении не более от одной десятой длины кожуха от защищаемого кожуха. Кабельная дренажная линия выполнена медным кабелем в ПВХ изоляции, прокладываемой в земле в траншее на глубине 0,7 м от уровня планировочной отметки грунта.

2 ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

						910979/2023/1-01- ПЗ.ГП					
Изм.	Кол уч	Лист	№ док	Подп	Дата	«Нефтепровод от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола». Пояснительная записка			Стадия	Лист	Листов
Разработал		Тлепова			05.24				РП	11	22
Проверил		Искандаров			05.24						
Т.контроль		Искандаров			05.24						
Н.контр		Белгиев			05.24						
ГИП		Кривошеев			05.24						
								Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз»			

СОДЕРЖАНИЕ

2	ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН	13
2.1	ВВЕДЕНИЕ	13
2.1.1.	Общие сведения	13
2.1.2.	Район строительства	13
2.1.3.	Физико-географические условия	14
2.1.4.	Гидрогеологические условия	15
2.1.5.	Геоморфология и рельеф	15
2.1.6.	Сейсмичность территории	16
2.2	ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ	16
2.2.1	Геологическое строение	16
2.2.2	Физико-механические, химические свойства грунтов	17
2.2.3	Электрометрические работы	24
I.	ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН ПЛОЩАДОК.	25
2.3	ПЛОЩАДКА ПГБ	25
2.3.1	Подготовка площадки	25
2.3.2	Планировочные решения	26
2.3.3	Организация рельефа	26
2.3.4	Строительные решения	27
2.3.5	Площадка для стоянки и разворота	27
2.3.6	Инженерные сети	27
2.4	ПЛОЩАДКИ ЛЗА № 1,2,3,4,5,6	27
2.4.1	Планировочные решения	27
2.4.2	Организация рельефа	28
2.4.3	Строительные решения	29
2.4.4	Инженерные сети	29
2.5	Площадка ПУН	29
2.5.1	Планировочные решения	29
2.5.2	Организация рельефа	30
2.5.3	Съезды и внутриплощадочные дороги	30
2.5.4	Инженерные сети	32

2 ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

2.1 ВВЕДЕНИЕ

2.1.1. Общие сведения

Раздел «Генеральный план» рабочего проекта «Нефтепровод от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола» разработан на основании договора № 910979/2023/1 от 13.10.2023 и задания на проектирование, выданных ТОО «Урихтау Оперейтинг».

Исходные данные для проектирования рабочего проекта представлены Заказчиком:

- акт на право землепользования (аренда);
- акты выбора трасс и площадок;
- проектно-сметная документация рабочего проекта №110-62-2019АК-01 «Обустройство нефтяной оторочки месторождения Урихтау при ОПЭ. Корректировка 2».

Вид строительства – новый.

Инженерно-геодезические и инженерно-геологические изыскания выполнены Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз» в ноябре 2023г.

В рабочем проекте «Нефтепровод от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола» в разделе «Генеральный план» запроектированы следующие площадки:

- Площадка ПГБ;
- Площадка ЛЗА №1 на ПК2+10,0;
- Площадка ЛЗА №2 на ПК71+41,0;
- Площадка ЛЗА №3 на ПК92+62,0;
- Площадка ЛЗА №4 на ПК118+60;
- Площадка ЛЗА №5 на ПК159+64,50;
- Площадка ЛЗА №6 на ПК254+44,0;
- Площадка ПУН.

Раздел «Генеральный план» 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:

- СН РК 3.01-03-2011, СП РК 3.01-103-2012 «Генеральные планы промышленных предприятий»;
- СН РК 3.03-22-2013, СП РК 3.03-122-2013 «Промышленный транспорт»;
- СН РК 3.03-01-2013, СП РК 3.03-101-2013 «Автомобильные дороги»;
- СН РК 3.03-04-2014, СП РК 3.03-104-2014 «Проектирование дор. одежд нежесткого типа»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений».

2.1.2. Район строительства

Исследованная территория административно входит в состав Мугалжарского района Актюбинской области Республики Казахстан.

- Районный центр, посёлок городского типа Эмба, расположен на расстоянии 56 км от конечного участка работ (месторождение Алибекмола).
- Областной центр г. Актобе, расположен на расстоянии 350 км. от района работ.
- Сообщение с районным центром- по дороге с твёрдым покрытием.
- Сообщение с областным центром- по асфальтированной дороге (через м/р Кенкияк) и воздушным транспортом.
- Передвижение по участку работ – по просёлочным дорогам, которые в сухое время года пригодны для всех видов транспорта, а в период распутицы- для вездеходного автомобильного транспорта и для транспорта на гусеничном ходу.

2.1.3. Физико-географические условия

Климат. Исследованная территория находится в зоне умеренно жарких, резко засушливых пустынных степей и имеет резкоконтинентальный аридный климат. Многолетняя аридизация климата способствовала постепенному высыханию водных потоков и озер и активному развитию эоловых процессов. Континентальность и аридность климата находят выражение в резких амплитудах суточных, среднемесячных и среднегодовых t° воздуха и в малых количествах выпадающих здесь осадков. На формирование рельефа существенное влияние оказывают ветры.

Подробная климатическая характеристика района работ по отдельным параметрам приводится ниже, по данным метеостанции Эмба.

Средняя месячная и годовая t° воздуха, °С															
Средняя месячная t°												Средне- годовая	Абсо- лютный минимум	Абсо- лютный максиму м	
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII				
-15,2	-14	-7,3	6,2	15,7	21,4	23,9	21,8	14,4	5,1	-3,8	-11,2	4,8	-42	+43	

Температура наружного воздуха, °C									
Наиболее холодных суток обеспеченностью		Наиболее холодной пятидневки обеспеченностью		Период со средней суточной t° воздуха				Средняя t° наиболее холодного периода	Продолжительность периода со среднесуточной t° < =8 °C
				<8°C		<10°C			
				Продолжи- тельность, сут.		Средняя t°, °C			
0,98	0,92	0,98	0,92						
-36	-34	-33	-30	197	-6.9	208	-6.0	-20	153

Нормативная глубина промерзания грунтов, м		
Для суглинков и глин	Для супесей, песков мелких и пылеватых	Для песков средней крупности, Крупных и гравелистых
1,65	2,01	2,15

Ветровые нагрузки						
Среднегодовая скорость ветра, м/с	Скорость ветра м/с, возможная 1 раз за число лет				Число дней с сильным ветром ($\geq 15\text{м/с}$), год	Число дней с пыльной бурей, год
	1	5	10	20		
4.9	26	31	34	38	24	8

Гололедные явления		
Район по гололеду	Нормативная толщина стенки гололеда, мм, с повторяемостью	
	1 раз в 5 лет	1 раз в 10 лет
третий	10	15

Влажность наружного воздуха, атмосферные осадки и снежный покров					
Средняя абсолютная влажность воздуха в Мб, год	Средняя абсолютная влажность воздуха в %, год	Количество осадков, мм		Снежный покров	
		За год	Суточный максимум	Средняя дата образованная и разрушения устойчивого снежного покрова	Средняя из наибольших высот за зиму в см
6,2	63	251	56	4.12-28.03	20

Даты перехода среднесуточной температуры воздуха через 0, +5°, +10°, +15° и продолжительность периодов (в днях) с температурой выше и ниже указанных пределов							
Выше пределов				Ниже пределов			
0°	5°	10°	15°	0°	-5°	-10°	-15°
1.04	13.04	26.04	13.05	1.11	18.11	8.12	10.01
1.11	15.10	28.09	12.09	1.04	21.03	8.03	9.02
213	184	154	121	152	124	91	31

Климатический район для строительства - 3А

Дорожно-климатическая зона - IV.

Тип местности по характеру и степени увлажнения - 1.

Нормативная глубина промерзания грунта согласно СП РК 5.01-102-2013 – 175мм.

Почвы и растительность. Характер растительности, в пределах исследованной территории неоднородный, и зависит от геоморфологического расположения участка: в пойме реки Эмба растительность более пышная, представлена ассоциациями луговых трав, кустарниками и отдельными древесными рощами; в пределах надпойменных террас и водораздельного плато растительность полупустынного типа с ковыльно-пыльнично-типчаковыми ассоциациями.

В пойме р. Эмба развито поливное земледелие и огородничество.

В пойме р. Эмба широким распространением пользуется аллювиально-луговые почвы.

В пределах надпойменных террас и водораздельного плато развит комплекс супесчаных светло-каштановых солонцеватых почв с солонцами. Растительный покров складывается, в основном, биюргуновой и боялышево-биюргуновой ассоциациями, проективным покрытием 25-35%.

В пределах водораздельного плато мощность почвенно-растительного слоя не превышает - 15см.

Согласно ГОСТ 17.5.1.03-86 (Охрана природы. Земли.) почвы, в пределах исследованной территории, относятся к категории малопригодных.

2.1.4. Гидрогеологические условия

В процессе производства инженерно-геологической разведки, всеми выработками, пройденными в пределах исследованной территории, горизонт грунтовых вод вскрыт не был.

Гидрографическая сеть района работ представлена средним течением реки Эмба и несколькими безымянными сухими руслами.

Поскольку гидрологический режим самой реки Эмба на устойчивость проектируемых сооружений никакого влияния оказать не может, его параметры в настоящем разделе не приводятся.

2.1.5. Геоморфология и рельеф

В региональном геолого-структурном плане район работ приурочен к крупной геолого-тектонической структуре - Русской платформе, к ее юго-восточной окраине: Урало-Эмбинскому (Подуральному) плато. Урало-Эмбинское (Подуральное) плато характеризуется структурно-денудационным рельефом с многочисленными куэзовыми грядами и чинкообразными склонами, останцовыми холмами и скульптурными котловинами, водораздельными массивами и плато. Абсолютные отметки водораздельных массивов имеют значения 250-290м.

Исследованная территория приурочена к поверхности водораздельного плато между верхним и средним течением р. Эмба. Водораздельное плато представляет собой слабоволнистую равнину с полого-увалистыми, холмисто-увалистыми и грядово-увалистыми формами рельефа. Характерно наличие мелких оврагов и рытвин. В отдельных случаях встречаются куэстообразные обрывы высотой до 10м. Пониженные участки местности, в отдельных случаях, представлены такырами.

Современные физико-геологические процессы и явления представлены в следующих формах:

- Линейная эрозия;

- Овражная Эрозия;
- Плоскостной смыв;
- Дефляционно-аккумулятивные процессы; ветровая эрозия;
- Техногенные процессы.

Природные экосистемы являются весьма неустойчивыми и могут быть подвержены экоциду при техногенном воздействии.

2.1.6. Сейсмичность территории

Согласно карты общего сейсмического районирования Северной Евразии (ОСР-97, карта-С), сейсмичность района составляет 6 баллов по шкале MSK-64, с учетом местных грунтовых условий.

2.2 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

2.2.1 Геологическое строение

Грунты, образовавшиеся в результате естественно-исторического процесса формирования территории, на глубину до 6,0м, подразделяются нами на 4 стратиграфо-генетических комплекса.

- ИГЭ-1. Супесь песчанистая
- ИГЭ-2. Суглинок легкий песчанистый
- ИГЭ-3. Песок пылеватый
- ИГЭ-4. Глина легкая песчанистая

Мощность всех ИГЭ представлены в таблице

№ п/п	Номер скважины	Наименование и мощность ИГЭ				
		Супесь песчанистая	Суглинок легкий песчанистый	Песок пылеватый	Глина легкая песчанистая	Итого, м
		1	2	3	4	5
1	Скв-1	4,0				4
2	Скв-1.1	4,0				4
3	Скв-1.1	4,0				
4	Скв-2	4,0				4
5	Скв-2.1	4,0				
6	Скв-3	1,4	2,6			4
7	Скв-4		4,0			4
8	Скв-4.1		4,0			4
9	Скв-5	0,6	3,4			4
10	Скв-5.1		4,0			4
11	Скв-6	2,0	2,0			4
12	Скв-6.1	1,8	2,2			4
13	Скв-7	1,1	2,2			4
14	Скв-7.1		4,0			4
15	Скв-8	1,8	2,2			4
16	Скв-8.1	4,0				4
17	Скв-9	4,0				4
18	Скв-9.1	4,0				4

19	СКВ-9.2	4,0				4
20	СКВ-10	4,0				4
21	СКВ-11	4,0				4
22	СКВ-11.1	4,0				4
23	СКВ-12	4,0				4
24	СКВ-12.1	4,0				4
25	СКВ-13	1,7	2,3			4
26	СКВ-13.1	4,0				4
27	СКВ-14	4,0				4
28	СКВ-14.1	4,0				4
29	СКВ-15	4,0				4
30	СКВ-15.1		2,0	2,0		4
31	СКВ-16		1,0	3,0		4
32	СКВ-16.1		2,2	1,8		4
33	СКВ-17		0,6	3,4		4
34	СКВ-17.1			4,0		4
35	СКВ-18			4,0		4
36	СКВ-18.1	2,2		1,8		4
37	СКВ-19	1,8		2,2		4
38	СКВ-19.1	4,0				4
39	СКВ-20	3,6			0,4	4
40	СКВ-20.1	4,0				4
41	СКВ-20.2	4,0				4
42	СКВ-21	4,0				4
43	СКВ-21.1	4,0				
44	СКВ-22	1,7		2,3		4
45	СКВ-23		2,6		1,4	4
46	СКВ-23.1		2,4		1,6	4
47	СКВ-24		3,0		1,0	4
48	СКВ-24.1		3,0		1,0	4
49	СКВ-ДНС-1	2,0	2,0			4
50	СКВ-ДНС-2	2,0	2,0			4
51	СКВ-ДНС-3	1,0	2,0	3,0		6
52	СКВ-ДНС-4	1,0	2,0	3,0		6
53	СКВ-КУУН-1		3,0		3,0	6
54	СКВ-КУУН-2		3,0		3,0	6
Min. мощность, м		0,6	0,6	0,7	0,4	224
Max. мощность, м		4,0	4,0	4,0	3,0	

2.2.2 Физико-механические, химические свойства грунтов

Охарактеризованные выше стратиграфо-генетические комплексы, в свою очередь, расчленены нами на 4 литолого-фациальные группы грунтов (инженерно-геологические элементы – ИГЭ), геотехническая характеристика которых приводится ниже.

Группы грунтов по разработке приведены в соответствии с требованиями СН РК 8.02-05-2002, сборник 1, табл.1.

ИГЭ-1. Супесь песчанистая

Нормативные и расчетные значения физико-механических и химических характеристик ИГЭ-1 приведены в таблице

Характеристика грунтов		ИГЭ-1			
		Индекс	Ед. изм.	Норм. значение	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
Естественная влажность		W	%	6,42	-
Пределы пластичности (Atterberg)	Предел текучести	W_L	%	21,82	-
	Предел раскатки	W_P	%	17,31	-
	Число пластичности	I_P	%	4,50	Супесь
Гранулометрический состав	гравий	>2 мм	%	2	-
	песок	2-0,05мм	%	75	песчанистая
		>0,25мм	%	-	-
	пыль	<0,05мм	%	20	-
	глина	<0,005мм	%	3	-
Показатель текучести		I_L	д.е	-2,754	твердая
Плотность (объемный вес) грунта:		ρ	г/см ³	1,72	-
При доверительной вероятности 0,85		ρ	г/см ³	1,68	-
При доверительной вероятности 0,95		ρ	г/см ³	1,66	-
Плотность частиц (удельный вес) грунта		ρ_s	г/см ³	2,69	-
Плотность сухого грунта		ρ_d	г/см ³	1,61	-
Пористость		n	%	39,89	-
Коэффициент пористости		e	д.е	0,667	-
Коэффициент водонасыщения		Sr	д.е.	0,268	-
Коэффициент Пуассона		μ	-	0,30	-
Удельное сцепление		C	кПа	15	-
Угол внутреннего трения		ϕ	градус	27	-
Модуль общей деформации		E	МПа	16	-
Группа грунтов по разработке механизмами		-	пункт	366	-
Результаты химического анализа водной вытяжки грунта, в соотношении 1:5					
Анионы					
Гидрокарбонат ион		HCO_3^-	%	0,117	-
Хлор-ион		Cl^-	%	0,87	-
Сульфат-ион		SO_4^{--}	%	0,694	-
Катионы					
Кальций-ион		Ca^{++}	%	0,11	-
Магний-ион		Mg^{++}	%	0,026	-
Натрий+калий (по разности)		Na^+K^+	%	0,718	-

Характеристика грунтов	ИГЭ-1			
	Индекс	Ед. изм.	Норм. значение	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
Солевой состав				
Плотный осадок	-	%	1,36	-
Концентрация водородных ионов	pH	-	8,07	-
Характер засоления грунтов	Cl/SO ₄	%	1,25	Сульфатно-хлоридное
Степень засоленности грунтов	-	-	2,53	среднезасоленный
Степень агрессивного воздействия грунта на бетонные и железобетонные конструкции по содержаниям SO₄²⁻ и Cl⁻				
Портландцемент по ГОСТ 10178	SO ₄ ²⁻	мг на 1 кг грунта	6940	сильноагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178 с содержанием C ₃ S не более 65 %, C ₃ A не более 7 %, C ₃ A + C ₄ AF не более 22 % и шлакопортландцементе				сильноагрессивная
Сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266				слабоагрессивная
Портландцемент, шлакопортландцемент по ГОСТ 10178 и сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266	Cl ⁻	мг на 1 кг грунта	8700	сильноагрессивная
Коррозионная агрессивность грунтов по содержанию концентрации водородных ионов по отношению				
к свинцовой оболочке кабеля	pH	-	8,07	средняя
к алюминиевой оболочке кабеля				средняя

ИГЭ-2. Суглинок легкий песчанистый

Нормативные и расчетные значения физико-механических и химических характеристик ИГЭ-2 приведены в таблице

Характеристика грунтов		ИГЭ-2			
		Индекс	Ед. изм.	Норм. значение	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
Естественная влажность		W	%	12,11	-
Пределы пластичности (Atterberg)	Предел текучести	W _L	%	31,53	-
	Предел раскатки	W _P	%	21,38	-
	Число пластичности	I _P	%	10,41	Суглинок легкий
Гранулометрический состав	гравий	>2 мм	%	20	С гравием
	песок	2-0,05мм	%	50	песчанистый
		>0,25мм	%	-	-

Характеристика грунтов		ИГЭ-2			
		Индекс	Ед. изм.	Норм. значение	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
	пыль	<0,05мм	%	23	-
	глина	<0,005мм	%	7	-
Показатель текучести		I _L	д.е	-1,057	твердый
Плотность (объемный вес) грунта:		ρ	г/см ³	1,46	-
При доверительной вероятности 0,85		ρ	г/см ³	1,40	-
При доверительной вероятности 0,95		ρ	г/см ³	1,35	-
Плотность частиц (удельный вес) грунта		ρ _s	г/см ³	2,71	-
Плотность сухого грунта		ρ _d	г/см ³	1,31	-
Пористость		n	%	51,34	-
Коэффициент пористости		e	д.е	1,134	-
Коэффициент водонасыщения		S _r	д.е.	0,298	-
Коэффициент Пуассона		μ	-	0,35	-
Удельное сцепление		C	кПа	19	-
Угол внутреннего трения		φ	градус	20	-
Модуль общей деформации		E	МПа	11	-
Группа грунтов по разработке механизмами		-	пункт	35в	-
Результаты химического анализа водной вытяжки грунта, в соотношении 1:5					
Анионы					
Гидрокарбонат ион		HCO ₃ ⁻	%	0,021	-
Хлор-ион		Cl ⁻	%	1,14	-
Сульфат-ион		SO ₄ ^{- -}	%	0,498	-
Катионы					
Кальций-ион		Ca ⁺⁺	%	0,15	-
Магний-ион		Mg ⁺⁺	%	0,02	-
Натрий+калий (по разности)		Na ⁺ K ⁺	%	0,781	-
Солевой состав					
Плотный осадок		-	%	2,66	-
Концентрация водородных ионов		pH	-	8,15	-
Характер засоления грунтов		Cl/SO ₄	%	2,28	хлоридное
Степень засоленности грунтов		-	-	2,61	среднезасоленный
Степень агрессивного воздействия грунта на бетонные и железобетонные конструкции по содержаниям SO ₄ ^{- -} и Cl ⁻					
Портландцемент по ГОСТ 10178		SO ₄ ^{- -}	мг на 1	4980	сильноагрессивная

Характеристика грунтов	ИГЭ-2			
	Индекс	Ед. изм.	Норм. значение	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
Портландцемент по ГОСТ 10178 с содержанием C_3S не более 65 %, C_3A не более 7 %, $C_3A + C_4AF$ не более 22 % и шлакопортландцементе		кг грунта		сильноагрессивная
Сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266				слабоагрессивная
Портландцемент, шлакопортландцемент по ГОСТ 10178 и сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266	Cl^-	мг на 1 кг грунта	11400	сильноагрессивная
Коррозионная агрессивность грунтов по содержанию концентрации водородных ионов по отношению				
к свинцовой оболочке кабеля	pH	-	8,15	средняя
к алюминиевой оболочке кабеля				средняя

ИГЭ-3. Песок пылеватый

Нормативные и расчетные значения физико-механических и химических характеристик ИГЭ-3 приведены в таблице

Характеристика грунтов		ИГЭ-3			
		Индекс	Ед. изм.	Норм. значение	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
Естественная влажность		W	%	4,77	-
Пределы пластичности (Atterberg)	Предел текучести	W_L	%	-	-
	Предел раскатки	W_P	%	-	-
	Число пластичности	I_P	%	-	Песок
Гранулометрический состав	гравий	>2 мм	%	3	
	песок	2-0,05мм	%	100	пылеватый
		>0,1мм	%	48	-
	пыль	<0,05мм	%	-	-
		глина	<0,005мм	%	-
Показатель текучести		I_L	д.е	-	-
Плотность (объемный вес) грунта:		ρ	г/см ³	1,37	-
При доверительной вероятности 0,85		ρ	г/см ³	1,35	-
При доверительной вероятности 0,95		ρ	г/см ³	1,41	-
Плотность частиц (удельный вес) грунта		ρ_s	г/см ³	2,68	-
Плотность сухого грунта		ρ_d	г/см ³	1,35	-

Характеристика грунтов	ИГЭ-3			
	Индекс	Ед. изм.	Норм. значение	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
Пористость	n	%	49,62	-
Коэффициент пористости	e	д.е	0,993	рыхлый
Коэффициент водонасыщения	Sr	д.е.	0,2132	маловлажный
Коэффициент Пуассона	μ	-	0,30	-
Удельное сцепление	C	кПа	2	-
Угол внутреннего трения	φ	градус	26	-
Модуль общей деформации	E	МПа	11	-
Группа грунтов по разработке механизмами	-	пункт	296	-
Результаты химического анализа водной вытяжки грунта, в соотношении 1:5				
Анионы				
Гидрокарбонат ион	HCO_3^-	%	0,024	-
Хлор-ион	Cl^-	%	1,13	-
Сульфат-ион	SO_4^{--}	%	0,508	-
Катионы				
Кальций-ион	Ca^{++}	%	0,09	-
Магний-ион	Mg^{++}	%	0,0032	-
Натрий+калий (по разности)	Na^+K^+	%	0,824	-
Солевой состав				
Плотный осадок	-	%	2,65	-
Концентрация водородных ионов	pH	-	8,02	-
Характер засоления грунтов	Cl/SO_4	%	2,22	хлоридное
Степень засоленности грунтов	-	-	2,57	среднезасоленный
Степень агрессивного воздействия грунта на бетонные и железобетонные конструкции по содержаниям SO_4^{--} и Cl^-				
Портландцемент по ГОСТ 10178	SO_4^{--}	мг на 1 кг грунта	5080	сильноагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178 с содержанием C_3S не более 65 %, C_3A не более 7 %, $\text{C}_3\text{A} + \text{C}_4\text{AF}$ не более 22 % и шлакопортландцементе				сильноагрессивная
Сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266				слабоагрессивная
Портландцемент, шлакопортландцемент по ГОСТ 10178 и сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266	Cl^-	мг на 1 кг грунта	11300	сильноагрессивная
Коррозионная агрессивность грунтов по содержанию концентрации водородных ионов по отношению				

Характеристика грунтов	ИГЭ-3			
	Индекс	Ед. изм.	Норм. значение	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
к свинцовой оболочке кабеля	рН	-	8,15	средняя
к алюминиевой оболочке кабеля				средняя

ИГЭ-4. Глина легкая песчанистая

Нормативные и расчетные значения физико-механических и химических характеристик ИГЭ-4 приведены в таблице

Характеристика грунтов		ИГЭ-4			
		Индекс	Ед. изм.	Норм. значение	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
Естественная влажность		W	%	26,80	-
Пределы пластичности (Atterberg)	Предел текучести	W _L	%	58,82	-
	Предел раскатки	W _P	%	39,56	-
	Число пластичности	I _P	%	19,25	Глина легкая
Гранулометрический состав	гравий	>2 мм	%	3	песчанистая
	песок	2-0,05мм	%	55	
		>0,1мм	%	-	-
	пыль	<0,05мм	%	28	-
глина		<0,005мм	%	14	-
Показатель текучести		I _L	д.е	-0,659	твердая
Плотность (объемный вес) грунта:		ρ	г/см ³	1,57	-
При доверительной вероятности 0,85		ρ	г/см ³	1,49	-
При доверительной вероятности 0,95		ρ	г/см ³	1,43	-
Плотность частиц (удельный вес) грунта		ρ _s	г/см ³	2,72	-
Плотность сухого грунта		ρ _d	г/см ³	1,24	-
Пористость		n	%	54,20	-
Коэффициент пористости		e	д.е	1,218	-
Коэффициент водонасыщения		S _r	д.е.	0,610	-
Коэффициент Пуассона		μ	-	0,42	-
Удельное сцепление		C	кПа	32	-
Угол внутреннего трения		φ	градус	11	-
Модуль общей деформации		E	МПа	9	-
Группа грунтов по разработке механизмами		-	пункт	86	-
Результаты химического анализа водной вытяжки грунта, в соотношении 1:5					
Анионы					
Гидрокарбонат ион		HCO ₃ ⁻	%	0,033	-

Характеристика грунтов	ИГЭ-4			
	Индекс	Ед. изм.	Норм. значение	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
Хлор-ион	Cl ⁻	%	1,032	-
Сульфат-ион	SO ₄ ²⁻	%	0,694	-
Катионы				
Кальций-ион	Ca ⁺⁺	%	0,097	-
Магний-ион	Mg ⁺⁺	%	0,0154	-
Натрий+калий (по разности)	Na ⁺ K ⁺	%	0,8731	-
Солевой состав				
Плотный осадок	-	%	2,69	-
Концентрация водородных ионов	pH	-	8,03	-
Характер засоления грунтов	Cl/SO ₄	%	1,48	Сульфатно-хлоридное
Степень засоленности грунтов	-	-	2,63	среднезасоленный
Степень агрессивного воздействия грунта на бетонные и железобетонные конструкции по содержаниям SO₄²⁻ и Cl⁻				
Портландцемент по ГОСТ 10178	SO ₄ ²⁻	мг на 1 кг грунта	6940	сильноагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178 с содержанием C ₃ S не более 65 %, C ₃ A не более 7 %, C ₃ A + C ₄ AF не более 22 % и шлакопортландцементе				сильноагрессивная
Сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266				слабоагрессивная
Портландцемент, шлакопортландцемент по ГОСТ 10178 и сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266	Cl ⁻	мг на 1 кг грунта	10320	сильноагрессивная
Коррозионная агрессивность грунтов по содержанию концентрации водородных ионов по отношению				
к свинцовой оболочке кабеля	pH	-	8,03	средняя
к алюминиевой оболочке кабеля				средняя

2.2.3 Электрометрические работы

Измерение удельного электрического сопротивления грунта выполнялось с целью определить коррозионную агрессивность грунта к стали. Измерение выполнялось по четырехэлектродной схеме на глубине 1,0м и 2,0м. Результаты приведены в протоколе ниже.

Выводы. Давая оценку инженерно-геологическим условиям в пределах исследованной территории, необходимо обратить внимание на некоторые специфичные особенности, присущие для геологической среды в ее пределах.

- 1.1. Все литолого-фациальные группы грунтов, слагающие инженерно-геологический разрез на глубину до 6,0м средней степени засолены, при сульфатно-хлоридном и хлоридном характере засоления.
- 1.2. Геологический разрез представлен толщей глинистых и песчаных отложений с горизонтально залегающими слоями.
- 1.3. Грунты слабопросадочные.
- 1.4. Группы грунтов по разработке приведены в соответствии с требованиями СН РК 8.02-05-2002, сборник 1, табл.1:

№ п/ п	Наименование грунтов	Для разработки одноковшовым экскаватором	Для разработки бульдозерами	Для ручной разработки
36б	Супесь песчанистая	1	2	1
35в	Суглинок легкий песчанистый	2	2	2
29б	Песок пылеватый	1	2	1
8б	Глина легкая песчанистая	2	2	2

- 1.5. Согласно СН 2.01-01-2013, степень агрессивного воздействия грунта на бетонные и на железобетонные конструкции по содержаниям сульфатов и хлоридов следующие:

№ ИГЭ	Наименование ИГЭ	Портландцемент, шлакопортландцемент и сульфатостойкий цемент	
		SO ₄ ²⁻	Cl
ИГЭ-1	Супесь песчанистая	среднеагрессивная	сильноагрессивная
ИГЭ-2	Суглинок легкий песчанистый	среднеагрессивная	сильноагрессивная
ИГЭ-3	Песок пылеватый	среднеагрессивная	сильноагрессивная
ИГЭ-4	Глина легкая песчанистая	среднеагрессивная	сильноагрессивная

- 1.6. Согласно ГОСТ 9.602-2016, коррозионная агрессивность грунтов по содержаниям концентрации водородных ионов следующие:

№ ИГЭ	Наименование ИГЭ	По отношению	
		к свинцовой оболочке кабеля	к алюминиевой оболочке кабеля
ИГЭ-1	Супесь песчанистая	средняя	средняя
ИГЭ-2	Суглинок легкий песчанистый	средняя	средняя
ИГЭ-3	Песок пылеватый	средняя	средняя
ИГЭ-4	Глина легкая песчанистая	средняя	средняя

I. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН ПЛОЩАДОК.

2.3 ПЛОЩАДКА ПГБ

2.3.1 Подготовка площадки

До начала производства работ на участках существующей территории ПГБ отведенных под строительство проектируемых площадок расширения ПГБ, необходимо выполнить подготовительные

работы. С участков удаляют посторонние предметы, строительный мусор. К основным видам подготовительных работ относятся:

- перенос существующего металлического ограждения с южной стороны существующей территории ПГБ;

- снятие почвенно-растительного слоя участка расширения. Почвенно-растительный слой средней толщиной 15см срезается и перемещается во временный отвал на расстояние 10м, затем используется для укрепления откосов насыпи на участке расширения территории ПГБ, остаточный (избыточный) объем почвенно-растительного грунта транспортируется в кавальер №1. Месторасположение кавальера №1 см. лист №2 чертеж 910979/2023/1-01-ГП «Ситуационный план».

2.3.2 Планировочные решения

Планировочные решения по размещению проектируемых площадок ПГБ приняты с учетом технологической схемы производства; расположения существующих и проектируемых инженерных сетей; обеспечения рациональных производственных, транспортных и инженерных связей на месторождении.

С южной стороны существующей площадки ПГБ, для размещения проектируемых площадок Узла запуска СОД нефти УЗС-5 Ду 200мм и Площадка дренажной емкости ЕП-6 $V=8\text{м}^3$ предусмотрено расширение территории площадью 243м^2 . Плановое положение запроектированной площадки (участка) расширения определено координатами по углам ограждения.

Расположение проектируемых площадок на территории месторождения см. лист №2 чертеж 910979/2023/1-01-ГП «Ситуационный план».

Размещение сооружений на существующей площадке ПГБ см. лист №3 чертеж 910979/2023/1-01-ГП «Разбивочный план».

Основные показатели:

№№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Значение	Примечание
1	Площадь территории в ограждении В том числе: Площадь существующей территории в ограждении Площадь расширения территории	м^2 м^2 м^2	879.0 683.0 196.0	
2	Площадь существующей застройки	м^2	33.9	
3	Площадь проектируемой застройки	м^2	111.48	
4	Плотность застройки	%	16,54	
5	Площадь существующего покрытия внутриплощадочных автодорог	м^2	265,0	
6	Площадь покрытия внутриплощадочной дороги	м^2	42.0	
7	Площадь свободной территории от застройки	м^2	426.62	

2.3.3 Организация рельефа

Проектируемые площадки размещены на участке расширения существующей площадки ПГБ.

К основным видам подготовительных работ относятся:

- разбивка и закрепление территории площадки;
- снятие почвенно-растительного слоя.

Водоотвод поверхностных вод разрабатывался ранее в комплексе с вертикальной планировкой всей отведенной территории и выполнен с учетом санитарных условий и требований благоустройства.

Организация рельефа участка расширения ПГБ выполнена с учетом существующего рельефа и предусматривает высотную увязку существующей территорией ПГБ, проектируемыми и существующими зданиями и сооружениями, дорогами и инженерными коммуникациями.

Способ водоотвода поверхностных вод, стекающих во время дождя, таяния снега принят открытым по спланированной территории за пределы планируемого участка.

Вертикальная планировка, как метод организации рельефа, решена в проектных горизонталях по сплошной схеме, с сечением рельефа через 0,10м. Поверхности придан односкатный профиль с уклоном 4,0‰. см. лист №4 чертеж 910979/2023/1-01-ГП «План организации рельефа».

Проектируемый участок расширения территории ДНС запроектирован в насыпи. Для отсыпки насыпи используется вытесненный грунт котлованов, недостающий грунт привозят из грунтового карьера. Заложение откосов насыпи принято 1:1,5. Минимальный требуемый коэффициент уплотнения насыпи – 0,95.

Подсчет объемов земляных масс, выполнен картограммой, методом квадратов, см. лист №5 чертеж 910979/2023/1-01-ГП «План земляных масс».

2.3.4 Строительные решения

Участок расширения площадки ПГБ запроектирована в насыпи. Для отсыпки насыпи площадки используется вытесненный грунт котлованов, недостающий грунт привозят из грунтового карьера. Заложение откосов насыпи площадки 1:1,5. Минимальный требуемый коэффициент уплотнения насыпи – 0,95.

2.3.5 Площадка для стоянки и разворота

Для обеспечения подъезда транспорта и пожарных машин к проектируемым зданиям и сооружениям на участке расширения площадке ПГБ запроектирована расширение площадки для стоянки и разворота транспорта.

Основные параметры поперечного профиля дороги назначены с учетом вертикальной планировки, размещения подземных и надземных коммуникаций:

Дорожная одежда площадки из щебеночно-гравийно-песчаной смеси С2 толщиной 20см устраивается в корыте, обочины укреплены песчано-гравийной смесью толщиной 10см. Конструкцию дорожной одежды см. лист №3 чертеж 910979/2023/1-01-ГП «Разбивочный план». Начало границы подсчета объемов работ площадки для разворота – существующая площадка для стоянки и разворота транспорта.

2.3.6 Инженерные сети

Инженерные сети различного назначения запроектированы с соблюдением требований соответствующих нормативных документов на их проектирование, с учетом взаимного размещения с технологическими сооружениями в плане и продольном профиле. Прокладка сетей принята подземная и надземная.

Технологические трубопроводы, силовые кабели и кабели КИП запроектированы преимущественно подземно с соблюдением правил безопасности их эксплуатации.

Для увязки всех проектируемых инженерных сетей по площадкам составлен «Сводный план инженерных сетей», см. лист №6 чертеж 910979/2023/1-01-ГП.

Проектные решения по проектированию инженерных сетей см. соответствующие марки ТХ, ЭС, ЭМ, СС, АСУ.

2.4 ПЛОЩАДКИ ЛЗА № 1,2,3,4,5,6

2.4.1 Планировочные решения

Планировочные решения по размещению проектируемых площадок ЛЗА предусмотрены по

линейной части проектируемого нефтепровода от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола, приняты с учетом технологической схемы производства; обеспечения рациональных производственных, транспортных и инженерных связей на месторождении.

Площадка ЛЗА №1 на ПК2+10,0;

Площадка ЛЗА №2 на ПК71+41,0;

Площадка ЛЗА №3 на ПК92+62,0;

Площадка ЛЗА №4 на ПК118+60;

Площадка ЛЗА №5 на ПК159+64,50;

Площадка ЛЗА №6 на ПК254+44,0.

Расположение проектируемых площадок ЛЗА №1,2,3,4,5,6 на территории месторождения см. лист №2 чертеж 910979/2023/1-01-ГП «Ситуационный план».

Размещение площадок ЛЗА №1,2,3,4,5,6 см. лист №8 и лист №10 чертеж 910979/2023/1-01-ГП «Разбивочный план, План организации рельефа».

Основные показатели:

№№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	ЛЗА №1	ЛЗА №2	ЛЗА №3	ЛЗА №4	ЛЗА №5	ЛЗА №6
1	Площадь территории в ограждении	м ²	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0
2	Площадь проектируемой застройки	м ²	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
3	Плотность застройки	%	23,08	23,08	23,08	23,08	23,08	23,08

Съезд к площадке ЛЗА №1

Проектируемой площадке ЛЗА №1 предусмотрен съезд стоянкой и разворота автотранспорта

Конструкция дорожной одежды принята серповидного профиля:

Щебеночно-гравийно-песчаная смесь N C2 по СТ РК1549-2006, толщиной по оси 20см.

- прослойка из геотекстиля KGS-300 нетканый", по СТО ТОО 1064-1907-09-ТОО-01-2021.

Геоматериал марки «Геотекстиль KGS 300» по СТО ТОО 1064-1907-09-ТОО-01-2021 выполняет функции защитно-дренирующей прослойки, предотвращает смешение слоя основания дорожной одежды из ПГС с грунтом земляного полотна и позволяет ускорить отвод воды с поверхности земляного полотна, так как геотекстиль имеет более высокий коэффициент фильтрации.

Укладку геотекстиля выполняют вручную путем раскатки рулонов вдоль спланированной и уплотненной поверхности насыпи, начиная с низовой (по отношению к стоку воды) стороны с перекрытием полотен на 20см и закреплением нахлестов анкерами Ø 6-8мм, длиной 20см, устанавливая их через 8-10м по длине полотна и двумя точками по ширине. Технологию устройства прослойки из геотекстиля см. Р РК 218-78-2009.

Конструкцию дорожной одежды см. лист №8 чертеж 910979/2023/1-01-ГП «Разбивочный план. План организации рельефа».

2.4.2 Организация рельефа

Проектируемая площадка ЛЗА №1,2,3,4,5,6 размещены по линейной части проектируемого трубопровода. Перед началом строительства площадки выполняют подготовительные работы, с территории площадки удаляют посторонние предметы. К основным видам подготовительных работ относятся:

- разбивка и закрепление территории площадки;
- снятие почвенно-растительного слоя.

Почвенно-растительный слой толщиной 15см срезается и перемещается во временный отвал на расстояние 10м, затем используется для укрепления откосов проектируемой площадки, остаточный (избыточный) объем почвенно-растительного грунта разравнивается на месте. Месторасположение кавальера см. лист №2 чертеж 910979/2023/1-01-ГП «Ситуационный план. Сводный план внешних инженерных сетей».

Организация рельефа проектируемой площадки выполнена с учетом существующего рельефа, строительных и технологических требований, расположения сооружений и коммуникаций, обеспечения стока поверхностных (атмосферных) вод.

Вертикальная планировка, как метод организации рельефа площадки, решена в проектных отметках опорных точек. Поверхности придан односкатный профиль с уклоном 3,0‰.

Способ отвода поверхностных вод, стекающих во время дождя и таяния снега на проектируемой площадке принят открытым по спланированной поверхности в пониженные места рельефа. «Разбивочный план. План организации рельефа» см. лист №10 чертеж 910979/2023/1-01-ГП. Подсчет объемов земляных масс выполнен картограммой, методом квадратов, см. лист №11 чертеж 910979/2023/1-01-ГП. «План земляных масс».

2.4.3 Строительные решения

Проектируемые площадки ЛЗА №1,2,3,4,5,6 запроектированы в насыпи. Для отсыпки насыпи площадки используется из грунтового карьера. Заложение откосов насыпи площадки 1:1,5. Минимальный требуемый коэффициент уплотнения насыпи – 0,95.

2.4.4 Инженерные сети

Проектируемый нефтепровод ДНС Урихтау – ЦПНГ Алибекмола запроектирован с соблюдением требований соответствующих нормативных документов на их проектирование. Прокладка проектируемого нефтепровода принята подземная.

2.5 Площадка ПУН

2.5.1 Планировочные решения

Планировочные решения по размещению проектируемой площадки камеры приема СОД Ду 200мм на существующей территории ПУН приняты с учетом технологической схемы производства; расположения существующих и проектируемых инженерных сетей; обеспечения рациональных производственных, транспортных и инженерных связей на месторождении.

Проектируемая площадка камеры приема СОД Ду 200мм размещены в юго-западной части существующей территории ПУН, в районе площадки камеры приема СОД на расстоянии 16,0м и входят в состав технологического комплекса сооружений ПУН. см. лист №13 чертеж 910979/2023/1-02-ГП «Разбивочный план. Сводный план инженерных сетей».

К существующим зданиям и сооружениям предусмотрены тротуары из щебеночно-гравийно-песчаная смесь (С2) по СТ РК 1549-2006 толщиной 10см.

Расположение проектируемых площадок на территории месторождения см. лист №2 чертеж 910979/2023/1-02-ГП «Ситуационный план. Сводный план внешних инженерных сетей».

Основные показатели:

№№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Значение	Примечание
1	Площадь существующей территории в ограждении	м ²	7271.0	
2	Площадь существующей застройки	м ²	416.1	
3	Площадь проектируемой застройки	м ²	75.0	

4	Плотность застройки	%	6.75	
5	Общая протяженность внутриплощадочных автодорог (проезды)	м	330.6	
6	Площадь покрытия внутриплощадочной дороги	м ²	1954.0	
7	Площадь свободной территории от застройки	м ²	4825.9	
8	Общая протяженность съездов	м	36,29	
9	Площадь покрытия съездов	м ²	480.0	

2.5.2 Организация рельефа

Проектируемая площадка камеры приема СОД Ду 200мм размещены на ранее спланированной территории ПУН. Водоотвод поверхностных вод разрабатывался ранее в комплексе с вертикальной планировкой всей отведенной территории и выполнен с учетом санитарных условий и требований благоустройства.

Способ водоотвода поверхностных вод, стекающих во время дождя, таяния снега был принят открытым по спланированной поверхности за пределы ограждения в пониженные места рельефа.

2.5.3 Съезды и внутриплощадочные дороги.

Съезды. С юго-восточной стороны к существующей площадке ПУН предусмотрены два съезда без дорожного покрытия. Съезды обеспечивают подъезд транспорта и пожарных машин к существующей площадке ПУН.

Дорожная одежда на съездах запроектированы по техническим нормам СП РК 3.03-122-2013 и СН 3.03-22-2013.

Основные показатели:

№ п/п	Параметры элементов дорог	Ед. изм.	Величина норм	
			СП РК 3.03-122-2013	Принято в проекте
1	Категория дорог (съездов)		IV-в	IV-в
2	Строительная длина:			
	Съезд N1	м		15,66
	Съезд N2	м		20,63
3	Площадь покрытия:			
	Съезд N1	м ²		82,0
	Съезд N2	м ²		398,0
4	Расчетная скорость	км/час	30	30
5	Число полос движения		1	1
6	Ширина проезжей части	м	4,5	4,5
7	Ширина обочины	м	1,0	1,0
8	Ширина земляного полотна	м	6,5	6,5
9	Поперечный уклон земляного полотна при двухскатном профиле	‰	35	35
10	Поперечный уклон проезжей части при двухскатном профиле	‰	35	35

11	Поперечный уклон обочин	‰	50	50
----	-------------------------	---	----	----

Примечание: Площадь покрытия съезда N2 в таблице дана с учетом стоянки для транспорта.

Существующие съезды №1 и №2 примыкают к существующей дороге месторождения. В районе съезда №2 предусмотрена стоянка для транспорта. Начало границы подсчета объемов работ съездов – кромка существующей дороги месторождения. Конец границы подсчета объемов работ съездов – ограждение существующей территории площадки ПУН (начало Проезда N1).

В плановом и высотном отношении покрытие съездов увязаны с существующей площадкой и выполнены в проектных горизонталях с сечением рельефа через 0,10м. Продольный уклон съезда №1 - 17,3‰, съезда №2 – 16,7‰. Плановое положение проектируемых съездов см. лист №13 чертеж 910979/2023/1-01-ГП «Разбивочный план. Сводный план инженерных сетей», и лист №14, чертеж 910979/2023/1-01-ГП «Вертикальная планировка съездов и внутриплощадочных дорог».

Покрытие на существующих съездах №1 и №2 запроектированы с конструкцией дорожной одежды серповидного профиля:

- покрытие - щебеночно-гравийно-песчаная смесь (С2) по СТ РК 1549-2006 толщиной 20см, обочины укреплены песчано-гравийной смесью толщиной 10см.

Конструкцию дорожной одежды см. лист №13 чертеж 910979/2023/1-01-ГП «Разбивочный план. Сводный план инженерных сетей».

Обустройство дорог, организация и безопасность движения

Согласно СП РК 3.03-101-2013, СН РК 3.03-01-2013 для повышения безопасности и удобства движения транспорта в проекте предусмотрено обустройство съездов:

- установка дорожных знаков;
- установка сигнальных столбиков.

Дорожные знаки. Дорожные знаки приняты по СТ РК 1125-2021 «Знаки дорожные. Общие технические условия», I-й типоразмер. Расстановка знаков выполнена в соответствии СТ РК 1412-2017 «Технические средства организации дорожного движения. Правила применения» и действующими «Правилами дорожного движения Республики Казахстан». Дорожные знаки устанавливаются на металлических стойках по типовому проекту 3.503-8/74 «Дорожные указательные знаки и опоры для их установки», на присыпные бермы.

Сигнальные столбики. Направляющие устройства в виде металлических сигнальных столбиков устанавливаются на расстоянии 0,35м от бровки земляного полотна. Расстановка сигнальных столбиков выполнена в соответствии СТ РК 1412-2017. Конструкция сигнальных столбиков выполнена применительно к типовому проекту 503-0-51.89 «Ограждения на автомобильных дорогах». Обустройство съездов см. лист №13, чертеж 910979/2023/1-01-ГП. «Разбивочный план. Сводный план инженерных сетей».

Объемы работ по обустройству съездов включены в «Сводную ведомость объемов работ» см. лист №15 чертеж 910979/2023/1-01-ГП.

Внутриплощадочные дороги. Для обеспечения подъезда транспорта и пожарных машин к существующим и проектируемым зданиям и сооружениям на существующей площадке ПУН запроектированы внутриплощадочные дороги и площадка для стоянки и разворота транспорта.

Основные параметры поперечного профиля дороги назначены с учетом вертикальной планировки, размещения подземных и надземных коммуникаций:

Основные показатели

№ п/п	Параметры элементов дорог	Ед. изм.	Величина норм	
			СП РК 3.03-122-2013	Принято в проекте
1	Категория дорог (проездов)		IV-в	IV-в
2	Строительная длина:			
	Проезд N1	м		218,6
	Проезд N2	м		112,0
3	Площадь покрытия:			
	Проезд N1	м ²		1129,0

	Проезд N2	м ²		825,0
4	Расчетная скорость	км/час	20	15
5	Число полос движения		1	1
6	Ширина проезжей части	м	4,5	4,5
7	Ширина обочины	м	1,0	1,0
8	Ширина земляного полотна	м	6,5	6,5
9	Поперечный уклон земляного полотна при двухскатном профиле	‰	35	35
10	Поперечный уклон проезжей части при двухскатном профиле	‰	35	35
11	Поперечный уклон обочин	‰	50	50

Примечание - Площадь покрытия внутриплощадочной дороги в таблице дана с учетом площадки для стоянки и разворота транспорта.

Дорожная одежда из щебеночно-гравийно-песчаной смеси С2 толщиной 20см, обочины укреплены песчано-гравийной смесью толщиной 10см. Конструкцию дорожной одежды см. лист №13, чертеж 910979/2023/1-01-ГП. «Разбивочный план. Сводный план инженерных сетей». Начало границы подсчета объемов работ внутриплощадочных дорог – Конец съезда N1 (существующее ограждение территории площадки ПУН). Конец границы подсчета объемов работ внутриплощадочных дорог – Конец съезда N2 (существующее ограждение территории площадки ПУН).

Объемы работ включены в «Сводную ведомость объемов работ» см. лист №15 чертеж 910979/2023/1-01-ГП.

2.5.4 Инженерные сети

Инженерные сети различного назначения запроектированы с соблюдением требований соответствующих нормативных документов на их проектирование, с учетом взаимного размещения с технологическими сооружениями в плане и продольном профиле. Прокладка сетей принята подземная и надземная.

Технологические трубопроводы, силовые кабели и кабели КИП запроектированы преимущественно подземно с соблюдением правил безопасности их эксплуатации.

Для увязки всех проектируемых инженерных сетей по площадке составлен «Сводный план инженерных сетей», см. лист №3 чертеж 910979/2023/1-02-ГП «Разбивочный план. Сводный план инженерных сетей». Проектные решения по проектированию инженерных сетей см. соответствующие марки.

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

						910979/2023/1-01-ПЗ.ТХ			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разработал	Тажигалиева	А.Бай		05.24	«Нефтепровод от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола»	Стадия	Лист	Листов	
Проверил	Кривошеев			05.24		РП	33	32	
Т.контроль	Кривошеев			05.24					
Н.контроль	Белгиев			05.24					
35«ГИП	Кривошеев			05.24					
						Филиал ТОО "КМГ Инжиниринг" КазНИПИмунайгаз"			
Пояснительная записка									

АННОТАЦИЯ

Принятые технические решения соответствуют требованиям действующих законодательных актов, норм и правил Республики Казахстан по взрывопожарной и экологической безопасности, по охране труда и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объектов и сооружений при соблюдении мероприятий, предусмотренных настоящей документацией.

Главный инженер проекта



А.П. Кривошеев

СОДЕРЖАНИЕ

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	36
3.1 ВВЕДЕНИЕ	36
3.2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	37
3.3 ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ	37
3.4 ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ И ГАЗА	38
3.5 ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ И ИХ ОБОСНОВАНИЕ	39
3.6 ПРОЕКТИРУЕМЫЕ СООРУЖЕНИЯ	40
3.6.1 Строительство нефтепровода «ДНС Урихтау – ЦПНГ Алибекмола» ..	40
3.6.1.1 Площадка камеры запуска СОД на существующей ДНС	40
3.6.1.2 Площадка подземной дренажной емкости $V=8\text{м}^3$	42
3.6.1.3 Нефтепровод стеклопластиковый диаметром Ду200мм, протяженностью 26,6 км	42
3.6.1.4 Площадка линейной запорной арматуры	45
3.6.1.5 Площадка камеры приема СОД на существующей площадке ПУН	46
3.6.1.6 Стальной нефтепровод от существующей площадки ПУН до точки подключения на МАФ-2 ЦПНГ месторождения Алибекмола	47
3.6.1.7 Точка подключения на МАФ-2	49
3.6.1.8 Технологические трубопроводы	50
3.6.2 Классификация сооружений и наружных установок объектов разработки нефтегазовых месторождений по взрывопожарной и пожарной опасности	50
3.6.3 Монтаж оборудования и сварка трубопроводов.	51
3.6.4 Пересечение с существующими коммуникациями	52
3.6.5 Ремонт стеклопластиковых трубопроводов	56
3.6.6 Подготовка территории под строительство нефтепровода	62
Мероприятия по снятию, складированию, хранению плодородного слоя почвы	62
3.6.7 Гидравлический расчет нефтепровода диаметром Ду200мм от ДНС до ЦПНГ месторождения Алибекмола	63

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

3.1 ВВЕДЕНИЕ

При разработке настоящего проекта в качестве исходных данных были использованы следующие материалы:

- Бизнес-план на 2024год;
- Техническое задание на проектирование объекта «Нефтепровод ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола»;
- Материалы инженерных изысканий, выполненных Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз» и ТОО «Актау-ГеоЭкоСервис»;
- Рабочий проект №110-62-2019АК-01-01 «Обустройство нефтяной оторочки месторождения Урихтау при ОПЭ» Корректировка 2. Очередь 1 - Строительство нефтепровода ДНС-ЦПНГ Алибекмола»;
- Рабочий проект №56-46-2022АК-02 «Строительство нефтепровода от узла манифольда до узла сепарации УПН Алибекмола ТОО Казахойл Актобе»;
- Технические условия №22/0223 от 22.02.2024года на подключение проектируемого нефтепровода Ду200мм ТОО «Урихтау Оперейтинг» к входному манифольду цеха подготовки нефти и газа (далее ЦПНГ) месторождения «Алибекмола».

Согласно заданию на проектирование данным проектом предусматривается:

- Строительство нефтепровода для транспорта нефти от ДНС месторождения Урихтау на ЦПНГ месторождения Алибекмола.

Согласно заданию на проектирование показатель по перекачке нефти 600тыс. т/год.

Настоящий раздел проекта выполнен с учетом требований нормативных документов, действующих на территории Республики Казахстан:

- Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355 «Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (с изменениями и дополнениями от 04.08.2023г.);
- Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 17 августа 2021года №405. Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности»;
- Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 21 февраля 2022 года № 55. Правила пожарной безопасности;
- Постановление Правительства Республики Казахстан от 16 января 2009 года № 14 Об утверждении Технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности»;
- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- СН РК 3.05-01-2013 и СП РК 3.01-103-2012 «Генеральные планы промышленных предприятий»;
- СН РК 3.05.01-2013, СП РК 3.05.101-2013 «Магистральные трубопроводы»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;

- ВСН 51-3-85 «Проектирование промышленных стальных трубопроводов»;
- ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Сварка»;
- ВСН 012-88. «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ»;
- СН 527-80 «Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 МПа»;
- СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- СП РК 4.02-102-2012 «Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов».
- РД 39-0148311-605-86 «Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов»;
- ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;
- ПУЭ РК Правила устройства электроустановок Республики Казахстан в редакции приказа Министра энергетики РК от 22.02.22 г. № 64;
- ГОСТ 12.1.044-2018 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов»;
- Руководство по эксплуатации фирмы-изготовителя стеклопластиковых труб РЭ.

3.2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Урихтау - нефтегазоконденсатное месторождение, расположено в Мугалжарском районе Актюбинской области Казахстана, в 215 км к югу от города Актобе. Непосредственно граничит с разрабатываемым месторождением Жанажол и месторождением Кожасай. Относится к Восточно-Эмбинской нефтегазоносной области.

Район населён неравномерно.

Сообщение с месторождением осуществляется по улучшенной автомобильной дороге, которая построена для месторождения «Жанажол».

Грунтовые автодороги могут быть использованы только в благоприятное время года. Ближайший населенный пункт с.Сага. В 5,0 км на север от района работ расположен вахтовый поселок «Жанажол».

Климатическая характеристика района строительства (климат резко континентальный, с суровой холодной зимой и сухим жарким летом):

- температура воздуха наиболее холодной пятидневки (0,92) - минус 30 °С;
- температура воздуха наиболее холодной пятидневки (0,98) - минус 33 °С;
- абсолютный минимум температуры воздуха - минус 43°С;
- абсолютный максимум температуры воздуха - плюс 43°С;
- средняя максимальная высота снежного покрова - 41 см;
- расчетное значение веса снегового покрова - 1,2 кПа;
- глубина промерзания грунта - до 166 см;
- годовая скорость ветра - 3,6 м/с;
- нормативное значение ветрового давления - 0,38 кПа;
- сейсмичность - 5 баллов.

Непосредственно рельеф района работ представляет собой приподнятое плато, края которого изрезаны оврагами, балками, промоинами.

Главной водной артерией района является р. Эмба. Она протекает в субмеридиальном направлении по отношению к району работ.

3.3 ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

В геологическом строении района работ принимают участие четвертичные отложения, представленные суглинками и отложения верхнего мела, представленные супесями с прослоями мергеля, глинами и песками мелкими.

Четвертичные суглинки подстилаются породами верхнего мела (К2), представленными супесями с прослоями мергелей, глинами, песками мелкими и суглинками с обломками мергелей.

В районе, в пределы которого входит район строительства, отмечены процессы ветровой и водной эрозий.

Сейсмичность участка. Фоновая сейсмичность района строительства составляет не более 5 баллов (письмо ТОО «Институт сейсмологии» за № 61-1/6-77 от 31.03.2011г.). Участок работ сложен грунтами II категории по сейсмическим свойствам. Общая сейсмичность площадки строительства не более 5 баллов.

3.4 ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ И ГАЗА

Показатели разработки, свойства пластовой нефти, компонентный состав пластовой, дегазированной нефти и растворённого газа приняты по данным отчёта проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения Урихтау.

Физико-химическая характеристика разгазированной нефти по пласту КТ-II месторождения Восточный Урихтау. Свойства пластовой дегазированной нефти.

Таблица 3.4-1 - Свойства пластовой нефти месторождения Урихтау

№	Показатели	Ед.изм.	Среднее значение
1	Плотность нефти при 20°С	г/см ³	0,83
2	Кинематическая вязкость нефти при 20°С	мм ² /с	7,24
3	Кинематическая вязкость нефти при 50°С	мм ² /с	3,47
4	Содержание силикагелевых смол	% масс	10,73
5	Содержание асфальтенов	% масс	0,04
6	Содержание серы	% масс	0,85
7	Температура застывания нефти	°С	ниже - 20
8	Температура вспышки в закрытом тигле	°С	-15,71
9	Содержание парафина	% масс	2,51
10	Температура плавления парафина	°С	54,46
11	Содержание воды	% масс	0,04
12	Кислотное число	мг.КОН/г	0,04
13	Содержание механических примесей	% масс	0,01
14	Содержание хлористых солей	мг/л	80,27
15	Коксуемость	% масс	1,35
16	Давление насыщенных паров при T=37,8 °С	мм.рт.ст	216,74
		кПа	28,89
17	Массовая доля сероводорода	ppm, мл/м ³	65,10
	Массовая доля сероводорода	%	0,01

18	Массовая доля этилмеркаптанов	ppm, мл/м3	21,85
	Массовая доля этилмеркаптанов	%	0,00
19	Массовая доля метилмеркаптанов	ppm, мл/м3	19,19
	Массовая доля метилмеркаптанов	%	0,00

Компонентный состав выделившегося газа, разгазированной и пластовой нефти по пласту КТ-II месторождения Восточный Урихтау

Таблица 3.4-2 - Компонентный состав пластовой, дегазированной нефти и растворенного газа месторождения Урихтау.

Компоненты	Выделившийся газ, мол. %	Разгазированная нефть, мол. %	Пластовая нефть, мол. %
Сероводород	3,90	0,03	3,05
Углекислый газ	2,22	0,00	1,70
Азот	1,2	0,00	0,95
Метан	71,09	0,00	54,84
Этан	8,16	0,00	6,13
Пропан	6,06	0,15	4,53
Изобутан	1,47	0,13	1,11
Норм. Бутан	2,95	0,54	2,29
Изопентан	1,09	0,57	0,96
Норм. Пентан	1,07	1,09	1,06
Гексаны	0,54	4,26	1,42
Гептаны	0,20	9,83	2,44
Октаны		9,94	2,23
Нонаны		9,77	2,21
Деканы		8,92	2,07
Ундеканы		6,29	1,47
Додеканы		5,68	1,32
Тридеканы		4,90	1,12
Тетрадеканы		4,67	1,10
Пентадеканы		3,93	0,92
Гексадеканы		3,43	0,79
Гептадеканы		2,99	0,72
Октадеканы		2,55	0,59
Нонадеканы		2,58	0,58
Эйкозаны		2,20	0,51
Остаток (C21+)		15,57	3,90
Всего	100	100	100

3.5 ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ И ИХ ОБОСНОВАНИЕ

В рамках ранее разработанного рабочего проекта №110-62-2019АК-01-01 «Обустройство нефтяной оторочки месторождения Урихтау при ОПЭ. Строительство нефтепровода ДНС-ЦПНГ Алибекмола» который имеет положительное заключение РГП «Госэкспертиза» № 01-0297/20 от 25.06.2020 г. был построен нефтепровод диаметром 159х7мм протяженностью 25км от ДНС месторождения Урихтау до ЦПНГ месторождения Алибекмола. Согласно техническим условиям №105/1.00-2.11 от 14.01.2020г., от ТОО «Казахойл Актобе» нефтепровод подключен к входному манифольду МАФ-2 существующей линии нефтепровода диаметром 159х8мм.

Проектом предусматривается строительство нового нефтепровода диаметром Ду200мм, в состав которого входит строительство площадок узла запуска и приема скребка и надземных узлов линейной запорной арматуры.

Расстояние до ближайшего водного объекта р. Жем составляет 2,5 км.

Согласно Задания на проектирование, производится подключение к существующему трубопроводу после площадки расходомера нефти.

3.6 ПРОЕКТИРУЕМЫЕ СООРУЖЕНИЯ

В состав проектируемого объекта настоящего рабочего проекта входит:

«Строительство нефтепровода "ДНС Урихтау-ЦПНГ Алибекмола", проект 910979/2023/1-01-СНГ.

3.6.1 Строительство нефтепровода «ДНС Урихтау – ЦПНГ Алибекмола».

Проектом 910979/2023/1-01-СНГ предусматривается разработка следующих объектов:

- Площадка камеры запуска СОД на существующей ДНС;
- Площадка подземной дренажной емкости V-8м³ на существующей ДНС;
- Нефтепровод стеклопластиковый диаметром Ду200мм, протяженностью 26,6 км;
- Площадки линейных запорных арматур;
- Площадка камеры приема СОД на существующей площадке ПУН;
- Нефтепровод стальной диаметром Ду200 от существующей площадки ПУН до существующей площадки МАФ-2, протяженностью 317м;
- Точка подключения на существующей площадке МАФ-2 ЦПНГ месторождения «Алибекмола».

Строительство и ввод в действие проектируемого объекта будет производиться в условиях непрерывной производственной деятельности предприятия.

Проектные решения по размещению сооружений на проектируемой трассе нефтепровода: ДНС - Алибекмола приняты с учетом количества продукции скважин Восточного и Центрального Урихтау, поступающей на ДНС, исходя из проекта плана добычи нефти.

Схема принципиальная технологическая нефтепровода от ДНС Урихтау до ЦПНГ месторождения Алибекмола представлена на чертеже: 910979/2023/1-01-СНГ_2.

3.6.1.1 Площадка камеры запуска СОД на существующей ДНС

Размещение камеры запуска очистных устройств выполнено с учётом взаимосвязи с существующими сооружениями, подземными и наземными коммуникациями.

Камера запуска очистных устройств установлена на существующей площадке ДНС (ПК 0).

Схема технологическая принципиальная узла запуска СОД на нефтепроводе в районе ДНС дана на чертеже 910979/2023/1-01-СНГ_2.

Камера запуска выполнено в блочно-комплектном исполнении, в его состав входят:

- камера запуска;
- устройство запасовки;
- устройство загрузочное.

Опорожнение узла запуска очистных устройств производится в проектируемую подземную дренажную емкость ЕП-6а на площадке ДНС.

В пределах площадки камера обвязана технологическими трубопроводами с запорной арматурой и средствами контроля давления.

Наружный участок камеры запуска скребка и вся наружная обвязка камеры запуска запроектированы из труб стальных бесшовных горячедеформированных из стали повышенной эксплуатационной надежности марки 13ХФА диаметром Ду200 (Ø219х8) мм, Ду150мм (Ø159х7) мм и Ду50 (Ø57х6) мм.

От камеры запуска скребка, на расстоянии 3,4 м предусмотрено соединение стального трубопровода со стеклопластиковой трубой диаметром Ду200мм посредством фланцевого адаптера.

Все надземные стальные трубопроводы и запорная арматура обвязки узла СОД покрывается антикоррозионным покрытием и теплоизолируется.

Антикоррозионное покрытие масляно-битумное и грунт ГФ-021 в 2 слоя. Теплоизоляция матами минераловатными в соответствии с требованиями СП РК 4.02-102-2012. Толщина теплоизоляции составляет 60 мм. В качестве покровного слоя для теплоизоляции используется сталь тонколистовая, оцинкованная по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм и 0,8мм.

Надземный стеклопластиковый трубопровод теплоизолируется матами минераловатными толщиной 60 мм. В качестве покровного слоя для теплоизоляции используется сталь тонколистовая, оцинкованная по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм.

В целях защиты от промерзания, вертикальный подземный участок стеклопластикового трубопровода на данной площадке подлежит заводской теплоизоляции пенополиуретаном в полиэтиленовой оболочке с заделкой стыков.

Камера поставляется в комплекте с сигнализатором прохождения скребка - поршень цельнолитой Семигор-2Д2МК-219.

Монтаж и эксплуатация камеры запуска очистных устройств осуществляется согласно инструкции по монтажу и эксплуатации Завода-изготовителя.

Площадка камеры запуска очистных устройств имеет бетонное основание толщиной 150мм, с бортами высотой 150 мм по периметру и огорожена сетчатым ограждением высотой 2,0 метра.

Габариты площадки камеры запуска СОД – LxB = (14,5х6,0) м.

Камера запуска СОД поставляется в соответствии с требованиями опросного листа 910979-2023-1-01-СНГ.ОЛ1.

Характеристика оборудования представлена в таблице 3.6.1.1.1

Таблица. 3.6.1.1.1

КАМЕРА ЗАПУСКА СОД		
Номер оборудования по схеме	УЗС-5	
Габариты (диаметр, длина)	мм	Ду 200х7300
Давление рабочее	МПа	2,31
Давление расчетное	МПа	2,5
Температура минимальная рабочей среды	°С	-1
Температура максимальная рабочей среды	°С	+23
Масса камеры	кг	1035

3.6.1.2 Площадка подземной дренажной емкости $V=8\text{м}^3$

Площадка дренажной емкости размером $L \times B = (4,5 \times 3,5)\text{м}$ расположена на существующей площадке ДНС и предназначена для опорожнения камеры запуска СОД.

Состоит из заглубленной дренажной емкости типа ЕП с геометрическим объемом 8 м^3 , диаметром 2000 мм, $L=2400$ мм, обвязанной технологическими трубопроводами с запорной и регулирующей арматурой. Предусмотрено периодическое опорожнение дренажной емкости откачкой жидкости в автоцистерну, оборудованную самовсасывающим взрывозащищенным насосом.

Антикоррозийное покрытие надземных трубопроводов и запорной арматуры – грунт ГФ-021 и эмаль ПФ-115.

Откачка из дренажной емкости производится в передвижную технику.

Защита наружной и внутренней поверхности дренажной емкости от коррозии выполняется в заводских условиях согласно компонентному составу среды и опросного листа.

Для отвода разлившейся жидкости и атмосферных осадков с площадки, огражденной бортом, предусмотрены сливные приямки.

Подземная емкость поставляется в соответствии с требованиями опросного листа 910979-2023-1-01-СНГ.ОЛ3.

3.6.1.3 Нефтепровод стеклопластиковый диаметром Ду200мм, протяженностью 26,6 км

Согласно техническому заданию, исходными данными для расчетов и проектирования являются: параметры нефтепровода, дальность транспортировки, технические характеристики трассы проектируемого трубопровода.

Диаметр нефтепровода обоснован гидравлическим расчетом и приведен в разделе 3.6.7 «Гидравлический расчет нефтепровода» и составляет Ду200мм.

Технологическая схема нефтепровода представлена на чертеже 910979/2023/1-01-СНГ_2.

План проектируемого нефтепровода Ду200 приведен на чертеже 910979/2023/1-01-СНГ_3.

Нефтепровод относится к III классу, II категории в соответствии ВСН 51-3-85, п.п. 2.2, 2.6.

Нефтепровод запроектирован из стеклопластиковых линейных труб диаметром Ду200мм по СТ РК 2307-2013. При подземной прокладке применяются стеклопластиковые соединительные фасонные изделия СТ РК 2307-2013.

Фасонные части, детали из стеклопластика и другие материалы, примененные в проекте, определялись по данным предприятий изготовителей.

Назначение нефтепровода – транспорт нефти от ДНС месторождения Урихтау до ЦПНГ месторождения Алибекмола. Протяженность проектируемого нефтепровода - 26,6км. Проектом принята подземная прокладка нефтепровода. Глубина заложения нефтепровода не менее - 1,7 м до верхней образующей трубы. При укладке нефтепровода предусмотрена песчаная подушка толщиной 200мм и присыпка мягким грунтом толщиной 200мм, остальная часть траншеи засыпается естественным грунтом.

Расчетное давление нефтепровода составляет 2,5 МПа.

Начальное рабочее давление нефтепровода на выходе с ДНС составляет 1,4 МПа, температура 11,3⁰С. На выходе перед точкой подключения на МАФ-2 рабочее давление составляет 0,53 МПа, температура 5,6⁰С.

Началом нефтепровода считается площадка камеры запуска СОД Ду200, расположенная на существующей ДНС (ПК0).

Нефть по надземному стальному трубопроводу диаметром 219х8мм с площадки ДНС поступает в трубопровод обвязки камеры запуска СОД диаметром 219х8мм и далее в подземном исполнении транспортируется на месторождение Алибекмола.

Нормальный (штатный) режим работы нефтепровода, когда вся линейная ЗА открыта и нефть транспортируется потребителю.

По трассе нефтепровода устанавливается надземная линейная запорная арматура с электрическим и ручным управлением, в соответствии с требованиями ВСН 51-3-85 п.п. 4.17 и 4.19.

Проектом предусмотрена надземная установка отключающей запорной арматуры на подземном нефтепроводе на пикетах: ПК2+10.0, ПК71+41.0, ПК92+62.0, ПК118+60.0, ПК159+64.50, ПК254+44.0.

На нефтепроводе предусмотрены:

- узлы запуска и приема очистных и диагностических устройств для периодической очистки нефтепровода в районе площадок ДНС и ЦПНГ м/р Алибекмола;
- отключающая электроприводная арматура на подключении трубопроводов к площадкам ДНС и ЦПНГ м/р Алибекмола;

– установка линейной запорной арматуры с электрическим и ручным приводом по трассе трубопровода для сред, содержащих сероводород из условия обеспечения безопасности и охраны окружающей среды.

Для сохранения температуры и уменьшения вязкости транспортируемой продукции надземные участки на узлах ЛЗА покрываются антикоррозионным покрытием и теплоизолируются.

Антикоррозионное покрытие масляно-битумное и грунт ГФ-021 в 2 слоя. Теплоизоляция матами минераловатными в соответствии с требованиями СП РК 4.02-102-2012. Толщина теплоизоляции составляет 60 мм. В качестве покровного слоя для теплоизоляции используется сталь тонколистовая, оцинкованная по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм и 0,8мм.

В соответствии с п.2.11.3 ВСН 006-89 все монтажные сварные соединения надземных стальных трубопроводов подвергаются 100% радиографическому контролю до термообработки с дублированием 20% стыков ультразвуковым методом контроля для проверки на отсутствие трещин после термообработки.

Согласно Руководству по эксплуатации Завода-изготовителя СПТ по окончанию строительно-монтажных работ, проводится испытание стеклопластикового трубопровода на прочность в режиме давления 1,25 Рном и выдерживают это давление в течение 4 часов. Интенсивность набора давления не должна превышать 0,2 МПа (2 кгс/см²) в минуту.

После успешного завершения испытания на прочность проводится испытание на герметичность под давлением 1,1 Рном. Давление испытания выдерживают минимум в течение 24 часов.

Испытание промышленного трубопровода на прочность и герметичность производить гидравлическим методом.

Повороты нефтепровода в горизонтальной плоскости выполнены гнутыми отводами $R \geq 1,5D_u$.

Отводы с минимальным радиусом закругления $R_{закр.} \geq 1,5D_u$ позволяют осуществлять пропуск поршня для периодической очистки нефтепровода.

Проектом предусматривается прокладка стеклопластиковых труб с радиусом поворота не менее 125 метров в вертикальной и горизонтальной плоскостях.

Участки нефтепровода, прокладываемых на переходах через автомобильные дороги всех категорий предусмотрены в защитных кожухах из стальных труб. Диаметр защитного кожуха должен быть не менее 200мм от наружного диаметра проектируемого трубопровода. Концы футляра выведены на расстояние не менее чем на 2,0м от подошвы насыпи автодороги.

Пересечения нефтегазосборных трубопроводов с проектируемыми и существующими коммуникациями выполняются в соответствии с ВСН 51-3-85.

При пересечении автодорог, существующих подземных коммуникаций в проекте предусмотрено пересечение данных участков методом горизонтально направленного бурения с протаскиванием стеклопластиковой трубы через кожух большего диаметра.

По трассе нефтегазосборных трубопроводов устанавливаются опознавательные знаки в

следующих местах:

- на прямых участках в пределах видимости, но не менее 1000 м друг от друга;
- на углах поворота трассы в горизонтальной плоскости;
- в местах пересечения коридоров коммуникаций;
- на переходах через препятствия.

Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения продукта перпендикулярно трубопроводу на расстоянии 1м от его оси.

3.6.1.4 Площадка линейной запорной арматуры

По трассе нефтепровода диаметром Ду200мм, установлена отключающая запорная арматура в соответствии с требованиями ВСН 51-3-85 п.п. 4.17 и 4.19. Линейная запорная арматура предусмотрена в надземном исполнении. В качестве линейной запорной арматуры (ЗРА) задвижка клиновая стальная с электроприводом и ручным приводом DN200 (30нж 999нж и 30нж99нж), на давление PN2,5МПа.

На узле ЛЗА , на расстоянии 1,2 м предусмотрено соединение стального трубопровода со стеклопластиковой трубой диаметром Ду200 посредством фланцевого адаптера.

Надземные стальной трубопровод и запорная арматура покрывается антикоррозионным покрытием и теплоизолируется.

Антикоррозионное покрытие масляно-битумное и грунт ГФ-021 в 2 слоя. Теплоизоляция матами минераловатными в соответствии с требованиями СП РК 4.02-102-2012. Толщина теплоизоляции составляет 60 мм. В качестве покровного слоя для теплоизоляции используется сталь тонколистовая, оцинкованная по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм и 0,8мм.

Надземный стеклопластиковый трубопровод теплоизолируется матами минераловатными толщиной 60 мм. В качестве покровного слоя для теплоизоляции используется сталь тонколистовая, оцинкованная по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм.

В целях защиты от промерзания, вертикальный подземный участок стеклопластикового трубопровода на данных узлах подлежит заводской теплоизоляции пенополиуретаном в полиэтиленовой оболочке с заделкой стыков.

Площадка ограждена сетчатым забором, выполнена засыпкой из ПГС. Типовая площадка узла линейной запорной арматуры представлена на чертежах 910979/2023/1-01-СНГ_8, 8.1.

При обслуживании запорной арматуры, работы на объектах выполняются с использованием СИЗ ОД, индивидуального газоанализатора, переносного заземлителя и дублера, находящегося с наружной стороны площадки.

Ведомость линейных сооружений по трассе нефтепровода

Номер задвижки и	№ ПК	Наименование	Управление
------------------	------	--------------	------------

место установки СОД			Ручное	Электропривод
ДНС на месторождении Урихтау	Узел запуска СОД		+	
1	ПК2+10.0	ЛЗА с ЭП		+
2	ПК71+41.0	ЛЗА с РП	+	
3	ПК92+62.0	ЛЗА с РП	+	
4	ПК118+60.0	ЛЗА с РП	+	
5	ПК159+64.00	ЛЗА с РП	+	
6	ПК254+44.0	ЛЗА с РП	+	
ПУН Урихтау на ЦПНГ Алибекмола	Узел приема СОД		+	

3.6.1.5 Площадка камеры приема СОД на существующей площадке ПУН

Камера приема очистных устройств установлена на технологической площадке ПУН месторождения Алибекмола (ПК 26,6).

Схема технологическая принципиальная узла приема СОД на нефтепроводе в районе ПУН дана на чертеже 910979/2023/1-01-СНГ_2.

Камера приема выполнено в блочно-комплектном исполнении, в его состав входят:

- камера приема;
- устройство извлечения;

Опорожнение узла приема очистных устройств производится в существующую подземную дренажную емкость ЕП-2/1 на площадке ПУН.

В пределах площадки камера обвязана технологическими трубопроводами с запорной арматурой и средствами контроля давления.

На расстоянии 3,4м до камеры приема скребка, предусмотрено соединение стального трубопровода со стеклопластиковой трубой диаметром Ду200мм посредством фланцевого адаптера.

Все надземные стальные трубопроводы и запорная арматура обвязки узла СОД покрывается антикоррозионным покрытием и теплоизолируется.

Антикоррозионное покрытие масляно-битумное и грунт ГФ-021 в 2 слоя. Теплоизоляция матами минераловатными в соответствии с требованиями СП РК 4.02-102-2012. Толщина теплоизоляции составляет 60 мм. В качестве покровного слоя для теплоизоляции используется сталь тонколистовая, оцинкованная по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм и 0,8мм.

Надземный стеклопластиковый трубопровод теплоизолируется матами минераловатными толщиной 60 мм. В качестве покровного слоя для теплоизоляции используется сталь тонколистовая, оцинкованная по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм.

В целях защиты от промерзания, вертикальный подземный участок стеклопластикового трубопровода на данной площадке подлежит заводской теплоизоляции пенополиуретаном в

полиэтиленовой оболочке с заделкой стыков.

Камера поставляется в комплекте с сигнализатором прохождения скребка - поршень цельнолитой Семигор-2Д2МК-219.

Монтаж и эксплуатация камеры приема очистных устройств осуществляется согласно инструкции по монтажу и эксплуатации Завода-изготовителя.

Площадка камеры приема очистных устройств имеет бетонное основание толщиной 150мм, с бортами высотой 150 мм по периметру.

Габариты площадки камеры запуска СОД – LxB = (14,5x6,0) м.

Камера приема СОД поставляется в соответствии с требованиями опросного листа 910979-2023-1-01-СНГ.ОЛ2.

Характеристика оборудования представлена в таблице 3.6.1.5.1

Таблица. 3.6.1.5.1

КАМЕРА ПРИЕМА СОД		
Номер оборудования по схеме	УПС-2	
Габариты (диаметр, длина)	мм	Ду 200x7500
Давление рабочее	МПа	2,31
Давление расчетное	МПа	2,5
Температура минимальная рабочей среды	°С	-1
Температура максимальная рабочей среды	°С	+23
Масса камеры	кг	1035

3.6.1.6 Стальной нефтепровод от существующей площадки ПУН до точки подключения на МАФ-2 ЦПНГ месторождения Алибекмола

Технологическая схема нефтепровода представлена на чертеже 910979/2023/1-01-СНГ_2.

План проектируемого стального нефтепровода DN200 (Ø219x8) мм приведен на чертеже №910979/2023/1-01-СНГ_9.

Нефтепровод относится к III классу, II категории в соответствии ВСН 51-3-85, п. 2.2 и п. 2.6. таблица 1.

Нефтепровод запроектирован из труб стальных бесшовных Ø219x8мм горячедеформированных из стали повышенной эксплуатационной надежности марки 13ХФА, с заводским наружным трехслойным антикоррозионным покрытием усиленного типа (ЗУ) по ТУ 1390-004-32256008-03.

При подземной прокладке применяются соединительные детали трубопроводов с заводским наружным трехслойным антикоррозионным покрытием нормального исполнения по ТУ 1468-015-32256008-07.

Для защиты от коррозии сварных стыков подземных трубопроводов и защитных футляров применяются термоусаживающиеся манжеты "ТЕРМА-СТМП" по ТУ 2293-004-44271562-2004.

Протяженность проектируемого нефтепровода - 320м. Проектом принята подземная прокладка нефтепровода. Глубина заложения нефтепровода не менее - 1,7 м до верхней образующей трубы. При укладке нефтепровода предусмотрена песчаная подушка толщиной 200мм и присыпка мягким грунтом толщиной 200мм, остальная часть траншеи засыпается естественным грунтом.

Расчетное давление нефтепровода составляет 2,5 МПа.

Началом нефтепровода считается ПК 0 после площадки узла регулирующего клапана до площадки МАФ-2 ЦПНГ месторождения Алибекмола.

Сварные соединения трубопровода подлежат контролю радиографическим методом в объеме 100% в соответствии с п.2.11.3 ВСН 006-89.

Проектируемый нефтепровод должен быть подвергнут гидравлическому испытанию и контролю качества сварных швов неразрушающими методами: ультразвуковой или радиографической дефектоскопии, а в необходимых случаях ультразвуковой и радиографической дефектоскопии одновременно, это для гарантийных стыков, которые являются завершающими, и не имеющие возможности провести гидроиспытание на месте монтажа.

По окончанию строительно-монтажных работ нефтепровод промывается и подвергается гидравлическому или пневматическому испытанию на прочность и герметичность в соответствии с требованиями ВСН 005-88, ВСН 011-88, ВСН 51-3-85.

Приемку нефтепровода производить в соответствии с требованиями ВСН 005-88.

После получения удовлетворительных результатов контроля сварных швов трубопроводы подвергаются гидравлическому испытанию на прочность пробным давлением $R_{пр}=1,25 R_{раб}$ и герметичность - $R_{пр}=1,1 R_{раб}$. Время выдержки – 12 часов.

Проверка трубопровода на герметичность производится после испытания на прочность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

Толщина стенки трубопроводов определена согласно СНиП РК 3.05.01-2010, в зависимости от параметров трубопровода, условий эксплуатации трубопровода 25 лет, диаметра и марки стали трубы и проверена расчетом на прочность и устойчивость.

Повороты нефтепровода в горизонтальной плоскости выполнены гнутыми отводами $R \geq 10D_u$.

Пересечения нефтегазосборных трубопроводов с проектируемыми и существующими коммуникациями выполняются в соответствии с ВСН 51-3-85.

Участки нефтепровода, прокладываемых на переходах через автомобильные дороги всех категорий предусмотрены в защитных кожухах из стальных труб. Диаметр защитного кожуха должен быть не менее 200мм от наружного диаметра проектируемого трубопровода. Концы футляра выведены на расстояние не менее чем на 2,0м от подошвы насыпи автодороги

При пересечении автодорог и существующих подземных коммуникаций в проекте предусмотрено пересечение данных участков методом горизонтально направленного бурения с протаскиванием стальной трубы через кожух большего диаметра.

По трассе нефтегазосборных трубопроводов устанавливаются опознавательные знаки в следующих местах:

- на углах поворота трассы в горизонтальной плоскости;
- в местах пересечения коридоров коммуникаций.

Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения продукта перпендикулярно трубопроводу на расстоянии 1м от его оси.

3.6.1.7 Точка подключения на МАФ-2

В соответствии с Техническими условиями на прием и подготовку сырой нефти ТОО «Урихтау Оперейтинг» на ЦПНГ месторождения «Алибекмола».

Давление в точке подключения – $5,0 \div 7,0$ кгс/см², температура - $5 \div 18^{\circ}\text{C}$.

Врезка осуществляется на существующем нефтепроводе Ду150мм построенном ранее в рамках рабочего проекта «Строительство нефтепровода от узла манифольда до узла сепарации УПН Алибекмола ТОО «Казахойл Актөбе»» №56-46-2022АК-02-ТХ.

Врезки осуществляется в нефтепровод Ду150 до существующей задвижки Ду150, Ру4,0 на участке между МАФ-2 и входного манифольда ЦПНГ Алибекмола.

В точке врезки предусмотрена ЗРА и обратный клапан на Ду200мм и Ру 2,5МПА, контрольно-измерительные приборы и пробоотборник.

Сварные соединения трубопровода подлежат контролю радиографическим методом в объеме 100% в соответствии с п.2.11.3 ВСН 006-89.

Проектируемый нефтепровод должен быть подвергнут гидравлическому испытанию и контролю качества сварных швов неразрушающими методами: ультразвуковой или радиографической дефектоскопии, а в необходимых случаях ультразвуковой и радиографической дефектоскопии одновременно, это для гарантийных стыков, которые являются завершающими, и не имеющие возможности провести гидроиспытание на месте монтажа.

По окончанию строительно-монтажных работ нефтепровод промывается и подвергается гидравлическому или пневматическому испытанию на прочность и герметичность в соответствии с требованиями ВСН 005-88, ВСН 011-88, ВСН 51-3-85.

Приемку нефтепровода производить в соответствии с требованиями ВСН 005-88.

После получения удовлетворительных результатов контроля сварных швов трубопроводы подвергаются гидравлическому испытанию на прочность пробным давлением $R_{пр}=1,25 R_{раб}$ и герметичность - $R_{пр}=1,1 R_{раб}$. Время выдержки – 12часов.

Проверка трубопровода на герметичность производится после испытания на прочность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

Надземные стальной трубопровод и запорная арматура покрывается антикоррозионным покрытием и теплоизолируется.

Антикоррозионное покрытие масляно-битумное и грунт ГФ-021 в 2 слоя.

Теплоизоляция матами минераловатными в соответствии с требованиями СП РК 4.02-102-2012. Толщина теплоизоляции составляет 60 мм. В качестве покровного слоя для теплоизоляции используется сталь тонколистовая, оцинкованная по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм и 0,8мм.

3.6.1.8 Технологические трубопроводы

Технологические трубопроводы предназначены для проведения технологического процесса ДНС на месторождении Урихтау и на площадке ПУН месторождения Алибекмола.

Нефтепровод и трубопровод дренажа относятся к трубопроводам группы А(б), категории I в соответствии с СН527-80.

Нефтепровод запроектирован из труб стальных бесшовных горячедеформированных из стали повышенной эксплуатационной надежности марки 13ХФА.

Технологические трубопроводы прокладываются надземно на опорах в соответствии с СП РК 3.05-103-2014.

Дренажные трубопроводы прокладываются подземно с уклоном не менее 0,003 в сторону дренажных емкостей. Подземные трубопроводы укладываются в грунт на глубину 0.8 м до верхней образующей трубы и покрываются заводским наружным трёхслойным антикоррозионным покрытием усиленного типа (ЗУ) по ТУ 1390-004-32256008-03.

Все надземные стальные трубопроводы и запорная арматура покрывается антикоррозионным покрытием и теплоизолируется.

Антикоррозионное покрытие масляно-битумное и грунт ГФ-021 в 2 слоя. Теплоизоляция матами минераловатными в соответствии с требованиями СП РК 4.02-102-2012. Толщина теплоизоляции составляет 60 мм. В качестве покровного слоя для теплоизоляции используется сталь тонколистовая, оцинкованная по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм и 0,8мм.

При переходах через автодороги подземные трубопроводы заключаются в защитные футляры из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91 из стали Ст3сп.

3.6.2 Классификация сооружений и наружных установок объектов разработки нефтегазовых месторождений по взрывопожарной и пожарной опасности

Характеристика объектов «Нефтепровод от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола» по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности представлена в таблице 3.6.6.1.

Таблице 3.6.6.1.

№ п/п	Наименование помещений, участков, наружных установок	Категории сооружений, «Общие требования к пожарной безопасности» №439 от 23.06. 2017	Класс взрывопожароопасных зон, по ПУЭ РК	Категория и группа взрывопожароопасной смесей, по ГОСТ 30852.2-2002, ГОСТ 30852.5-2002
1	Площадки узлов ЛЗА	A	B-1г	ПВ-ТЗ
2	Площадка камеры запуска СОД	A	B-1г	ПВ-ТЗ
3	Площадка дренажной емкости	A	B-1г	ПВ-ТЗ
4	Площадка камеры приема СОД	A	B-1г	ПВ-ТЗ

3.6.3 Монтаж оборудования и сварка трубопроводов.

Все работы связанные с проектированием, изготовлением, монтажом и эксплуатацией оборудования должны соответствовать требованиям «Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением» (далее Правила), утвержденных Приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014 г. №358, которые разработаны в соответствии с подпунктом 14) статьи 12-2 Закона Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года «О гражданской защите» и определяют порядок обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением.

Технология сварки трубопроводов и применяемые материалы должны обеспечивать равнопрочность сварного шва и основного металла трубы.

Для сварки труб применяется стыковая электродуговая или автоматическая сварка:

- для сварки труб класса прочности K42 и металлоконструкций применяются электроды типа Э42А по ГОСТ 9467-75; - для сварки труб из сталей повышенной эксплуатационной надежности рекомендуется применять электроды типа Э50А, ГОСТ 9466-75, ГОСТ 9467-75 или электроды типа Э60, ГОСТ9466-75, ГОСТ 9467-75. Непосредственно перед прихваткой и сваркой произвести просушку кольцевыми нагревателями торцов труб и прилегавших к ним участков шириной не менее 150мм. Просушка торцов труб при нагреве до температуры 20-50°C обязательна:

- при температуре окружающего воздуха ниже +5°C в случае сварки труб с нормативным временным сопротивлением разрыву 539 МПа и выше;
- при наличии влаги на трубах независимо от способа сварки и прочности основного металла.

Для заполняющих и облицовочных слоев - электроды с содержанием молибдена до 0,5% марки для сварки труб из малоуглеродистых сталей с трубами повышенной эксплуатационной

надежности ТМЛ-ЗУ (тип Э-09Х1МФ).

В соответствии с требованиями "Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением" и ВСН 006-89 при проведении сварочных работ предусматривать термическую обработку сварных соединений для снятия остаточных напряжений.

Сварку и термообработку деталей из нержавеющей стали 12Х18Н10Т со сталью другой марки производить согласно рекомендации Завода-изготовителя запорной арматуры.

3.6.4 Пересечение с существующими коммуникациями

Пересечения между трубопроводами и другими инженерными сетями выполнено в соответствии с требованиями ВСН 51-3-85, СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы» и технических условий, предоставленных заинтересованными организациями – владельцами коммуникаций.

Пересечение проектируемым нефтепроводом диаметром Ду200мм (стеклопластик):

- на пикете ПК1+51,51 - автодорогу происходит на глубине 2,12м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 13м;
- на пикете ПК5+29,20 - нефтепровода Ду200мм на глубине 1,7м, под углом 90°, происходит на глубине 2,78м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 10м;
- на пикете ПК26+61,28 - автодорогу происходит на глубине 2,5м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 17м;
- на пикете ПК26+75,16 - ЛЭП ВЛ-10 кВ происходит на отм. +8,0м, под углом 90°;
- на пикете ПК27+58,61 - нефтепровода Ду200мм на глубине 1,7м, под углом 90°, происходит на глубине 2,46м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 10м;
- на пикете ПК31+36,30 - газопровода Ду100мм, на глубине 1,0м, под углом 83°;
- на пикете ПК33+31,67 – грунтовую автодорогу происходит на глубине 3,15м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 7м;
- на пикете ПК33+50,64 - ЛЭП ВЛ-10 кВ происходит на отм. +9,8м, под углом 88°;
- на пикетах ПК33+60,11 и ПК33+60,63 - водопроводов Ду350мм на глубине 2,2-2,5м, под углом 90°, происходит на глубине 3,10м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 10м;
- на пикете ПК33+71,16 - ЛЭП ВЛ-10 кВ происходит на отм. +9,8м, под углом 88°;
- на пикете ПК39+63,94 – грунтовую автодорогу происходит на глубине 1,95м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 7м;
- на пикете ПК45+50,07 – грунтовую автодорогу происходит на глубине 1,83м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 7м;
- на пикете ПК45+59,65 - ЛЭП ВЛ-110 кВ происходит на отм. +13,3м, под углом 61°;

- на пикете ПК48+50,0 – грунтовую автодорогу происходит на глубине 1,80м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 7м;
- на пикете ПК56+50,0 – грунтовую автодорогу происходит на глубине 1,80м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 7м;
- на пикете ПК72+37,58 – кабель связи на глубине 0,7м под углом 88°, происходит на глубине 1,76м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 80м;
- на пикете ПК72+61,20 - ЛЭП ВЛ-10 кВ происходит на отм. +9,8м, под углом 88°;
- на пикете ПК72+64,20 – кабель связи на глубине 0,7м под углом 87°, происходит на глубине 2,63м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 80м;
- на пикете ПК72+88,64 - автодорогу происходит на глубине 2,64м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 80м;
- на пикете ПК73+34,17 - ЛЭП ВЛ-110 кВ происходит на отм. +12,3м, под углом 77°;
- на пикете ПК73+64,75 - ЛЭП ВЛ-110 кВ происходит на отм. +12,5м, под углом 77°;
- на пикете ПК73+91,93 - ЛЭП ВЛ-10 кВ происходит на отм. +9,5м, под углом 77°;
- на пикете ПК74+22,80 - ЛЭП ВЛ-35 кВ происходит на отм. +11,5м, под углом 77°;
- на пикете ПК74+46,08 – грунтовую автодорогу происходит на глубине 1,20м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 7м;
- на пикете ПК74+70,75 – кабель связи на глубине 0,7м под углом 80°, происходит на глубине 2,39м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 34м;
- на пикете ПК74+73,42 - нефтепровода Ду500мм на глубине 0,7м, под углом 81°, происходит на глубине 1,42м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 34м;
- на пикете ПК74+83,46 - газопровода Ду500мм на глубине 0,8м, под углом 81°, происходит на глубине 1,80м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 34м;
- на пикетах ПК75+8,95 и ПК75+9,97 - водопроводов Ду300мм на глубине 2,3м, под углом 80°, происходит на глубине 1,82м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 34м;
- на пикете ПК75+15,33 - газопровода Ду100мм на глубине 1,2м, под углом 81°, происходит на глубине 1,96м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 34м;
- на пикете ПК75+23,12 – кабель связи на глубине 0,7м под углом 80°, происходит на глубине 1,71м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 34м;
- на пикете ПК75+59,55 - газопровода Ду800мм на глубине 0,8м, под углом 65°;

происходит на глубине 1,60м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 20м;

- на пикете ПК75+87,16 – грунтовую автодорогу происходит на глубине 1,26м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 7м;
- на пикете ПК82+75,96 - ЛЭП ВЛ-110 кВ происходит на отм. +13,3м, под углом 81°;
- на пикете ПК87+13,00 – грунтовую автодорогу происходит на глубине 1,66м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 7м;
- на пикете ПК93+27,43 – грунтовую автодорогу происходит на глубине 3,10м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 34м;
- на пикете ПК93+36,40 - нефтепровода Ду500мм на глубине 2,0м, под углом 90°, происходит на глубине 2,98м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 34м;
- на пикете ПК93+53,67 - ЛЭП ВЛ-10 кВ происходит на отм. +7,8м, под углом 68°;
- на пикете ПК104+67,00 – грунтовую автодорогу происходит на глубине 1,67м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 7м;
- на пикете ПК109+35,00 – грунтовую автодорогу происходит на глубине 1,15м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 7м;
- на пикете ПК121+50,00 – грунтовую автодорогу происходит на глубине 1,80м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 7м;
- на пикете ПК125+50,00 – грунтовую автодорогу происходит на глубине 1,80м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 7м;
- на пикете ПК207+50,00 – грунтовую автодорогу происходит на глубине 1,70м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 7м;
- на пикете ПК210+78,73 – грунтовую автодорогу происходит на глубине 1,70м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 7м;
- на пикете ПК232+20,81 – грунтовую автодорогу происходит на глубине 1,82м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 7м;
- на пикете ПК249+45,41 - ЛЭП ВЛ-10 кВ происходит на отм. +7,8м, под углом 84°;
- на пикете ПК250+3,00 - нефтепровода Ду100мм на глубине 2,0м, под углом 85°, происходит на глубине 2,61м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 10м;
- на пикете ПК250+4,00 - нефтепровода Ду100мм на глубине 2,0м, под углом 85°, происходит на глубине 2,61м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 10м;
- на пикете ПК251+52,95 - нефтепровода Ду100мм на глубине 2,0м, под углом 86°, происходит на глубине 2,72м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 10м;

- на пикете ПК251+53,95 - нефтепровода Ду100мм на глубине 2,0м, под углом 86°, происходит на глубине 2,72м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 10м;
- на пикете ПК251+67,96 - водопровода Ду100мм на глубине 2,0м, под углом 63°, происходит на глубине 3,31м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 13м;
- на пикете ПК251+69,45 - нефтепровода Ду250мм на глубине 2,0м, под углом 58°, происходит на глубине 2,81м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 13м;
- на пикете ПК253+58,24 - нефтепровода Ду100мм на глубине 2,0м, под углом 81°, происходит на глубине 2,65м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 17м;
- на пикете ПК253+58,75 - нефтепровода Ду100мм на глубине 2,0м, под углом 81°, происходит на глубине 2,65м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 17м;
- на пикете ПК253+62,84 - водопровода Ду100мм на глубине 2,0м, под углом 85°, происходит на глубине 3,13м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 17м;
- на пикете ПК254+84,26 - нефтепровода Ду100мм на глубине 2,0м, под углом 76°, происходит на глубине 3,61м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 10м;
- на пикете ПК254+85,29 - нефтепровода Ду100мм на глубине 2,0м, под углом 76°, происходит на глубине 3,61м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 10м;
- на пикете ПК255+6,50 - ЛЭП ВЛ-10 кВ происходит на отм. +9,3м, под углом 90°;
- на пикете ПК255+27,90 - автодорогу происходит на глубине 3,91м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 47м;
- на пикете ПК255+42,75 - нефтепровода Ду80мм на глубине 2,0м, под углом 70°, происходит на глубине 2,76м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 47м;
- на пикете ПК255+48,05 - нефтепровода Ду200мм на глубине 2,0м, под углом 70°, происходит на глубине 2,76м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 47м;
- на пикете ПК257+51,00 - ЛЭП ВЛ-110 кВ, под углом 71°;
- на пикете ПК257+84,93 - ЛЭП ВЛ-110 кВ, под углом 71°;
- на пикете ПК259+42,66 - ЛЭП ВЛ-35 кВ, под углом 86°;
- на пикете ПК259+62,68 - ЛЭП ВЛ-35 кВ, под углом 86°;
- на пикете ПК264+28,74 - автодорогу происходит на глубине 2,98м до верхней

образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 25м.

Пересечение проектируемым нефтепроводом диаметром 219×8мм:

- на пикете ПК0+7,42 - автодорогу происходит на глубине 2,74м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 11м;
- на пикете ПК0+9,23 - нефтепровода Ду150мм на глубине 1,7м, под углом 88°, происходит на глубине 2,86м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 10м;
- на пикете ПК0+25,71 - газопровода Ду150мм на глубине 2,3м, под углом 86°, происходит на глубине 2,64м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 10м;
- на пикете ПК0+65,76 - нефтепровода Ду150мм на глубине 1,7м, под углом 90°, происходит на глубине 2,78м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 10м;
- на пикете ПК1+37,98 - газопровода Ду150мм на глубине 2,3м, под углом 81°, происходит на глубине 2,64м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 17м;
- на пикете ПК1+45,52 - газопровода Ду150мм на глубине 2,3м, под углом 81°, происходит на глубине 3,17м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 17м;
- на пикете ПК2+63,56 - нефтепровода Ду150мм на глубине 1,7м, под углом 83°, происходит на глубине 2,43м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 17м;
- на пикете ПК2+70,71 - водопровода Ду150мм на глубине 2,3м, под углом 83°, происходит на глубине 2,64м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 17м;
- на пикете ПК2+91,25 - автодорогу происходит на глубине 3,0м до верхней образующей защитного футляра диаметром 426×10мм, длиной 20м.

3.6.5 Ремонт стеклопластиковых трубопроводов

Описание ремонта стеклопластиковых трубопроводов предоставлено Законом-изготовителем стеклопластиковых труб.

Способы ремонта стеклопластиковых трубопроводов в зависимости от рабочего давления.

№ п/п	Способы ремонта	Максимальное рабочее давление трубопровода			
		1,6	5,5	10,0	27,6
1	Ремонт с применением муфты	+	+	+	+

	и патрубка с левой резьбой «TST»				
2	Ремонт с применением стальных переводников	+	+	+	+
3	Ремонт с применением фланцевого соединения	+*	+*	+*	-
4	Ремонт с применением композитных муфт	+	+	-	-

* - для подземных трубопроводов при условии установки фланцевых соединений в смотровых колодцах.

1. Ремонтный комплект «TST» на основе муфты и патрубка с левой (обратной) резьбой.

1.1 Ремкомплект TST применяется при значительных повреждениях трубопровода и применяется для замены трубы целиком.

1.2 В состав ремонтного комплекта входят:

- патрубок стеклопластиковый с наружными (правой и левой) резьбами -1шт.
- муфта стеклопластиковая с внутренними (правой и левой) резьбами -1шт.

1.3 Поврежденный участок подземного трубопровода выкапывается, а повреждённая труба разрезается пополам и демонтируется.

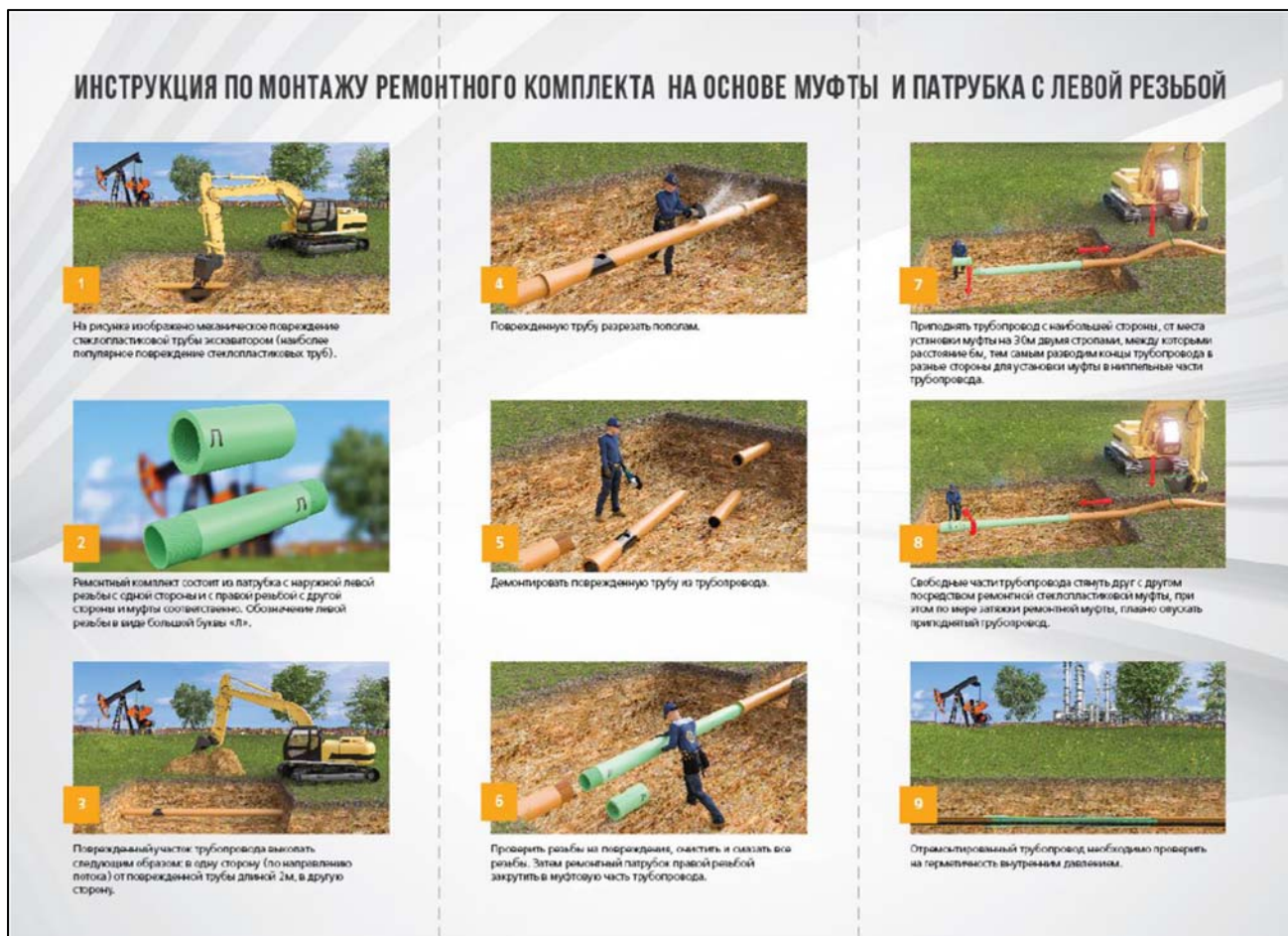
1.4 Перед сборкой на все резьбы наносится резьбовая смазка.

1.5 Ремонтный патрубок с правой резьбой свинчивается с раструбом трубы из состава трубопровода.

1.6 Производится центровка ремонтного участка, с соблюдением соосности.

1.7 Осуществляется подъем трубопровода пока ниппельные концы трубопровода не будут разведены на расстояние, достаточное для установки ремонтной муфты.

1.8 Свободные части трубопровода стягиваются друг с другом посредством ремонтной стеклопластиковой муфты, при этом по мере затяжки муфты, приподнятый трубопровод плавно опускается.



2. Ремонт с применением стальных переводников.

2.1 Данный способ является оперативным видом ремонта и применяется для замены трубы целиком. В состав ремкомплекта входят: стеклопластиковый патрубок «ниппель-ниппель» любой длины, отрезок стальной трубы необходимой длины и два резьбо-приварных стальных переводника (для соединения стеклопластиковой и стальной трубы).

2.2 Повреждённая стеклопластиковая труба разрезается и демонтируется.

2.3 Перед сборкой на все резьбы наносится резьбовая смазка.

2.4 В стеклопластиковый раструб трубы вворачивается необходимой длины стеклопластиковый патрубок с наружной резьбой с обоих концов («ниппель-ниппель»).

2.5 На ниппельные части трубы и патрубка устанавливаются стальные резьбо-приварные переводники с внутренней резьбой.

2.6 В случае необходимости, между торцами стальных переводников

устанавливается вставка из отрезка стальной трубы необходимой длины. Последняя выбирается из ряда стандартных металлических труб, исходя из номинального давления трубопровода.

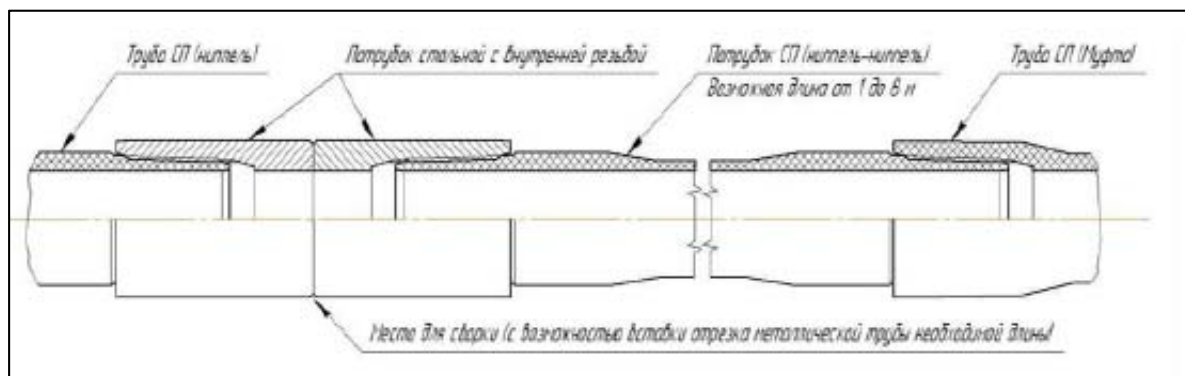


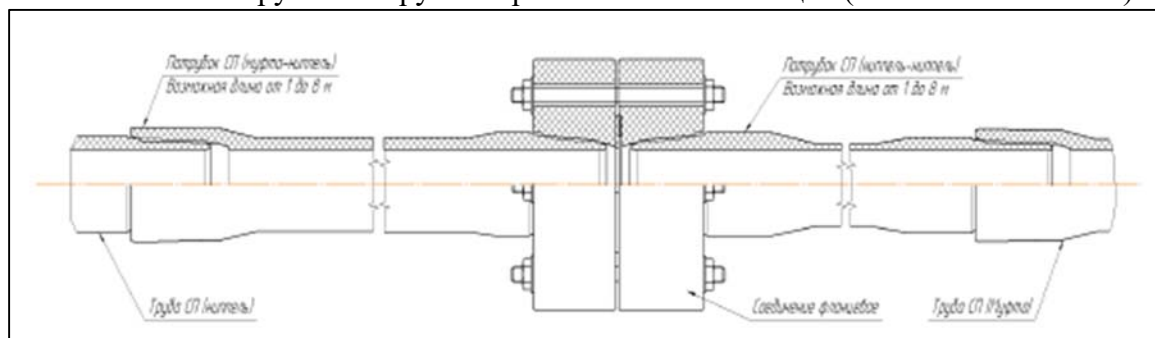
Рисунок 1 – Ремонт с применением стальных переводников

3. Ремонт на основе фланцевого соединения.

3.1 Повреждённая стеклопластиковая труба разрезается и демонтируется.

3.2 Перед сборкой на все резьбы наносится резьбовая смазка.

3.3 В стеклопластиковый раструб трубы вворачивается необходимой длины стеклопластиковый патрубок с наружной резьбой с обоих концов («ниппель-ниппель»).



3.4 На ниппельную часть стеклопластиковой трубы устанавливается необходимой длины стеклопластиковый патрубок с внутренней и наружной резьбой «муфта-ниппель» - рисунок 2 либо муфта и патрубок с наружной резьбой - рисунок 3.

3.5 На ниппельные части стеклопластиковых патрубков устанавливаются две ответные части стеклопластикового фланца, которые стягиваются друг с другом шпильками.

Рисунок 2 – Ремонт с применением стеклопластиковых патрубков с наружной и внутренней резьбой

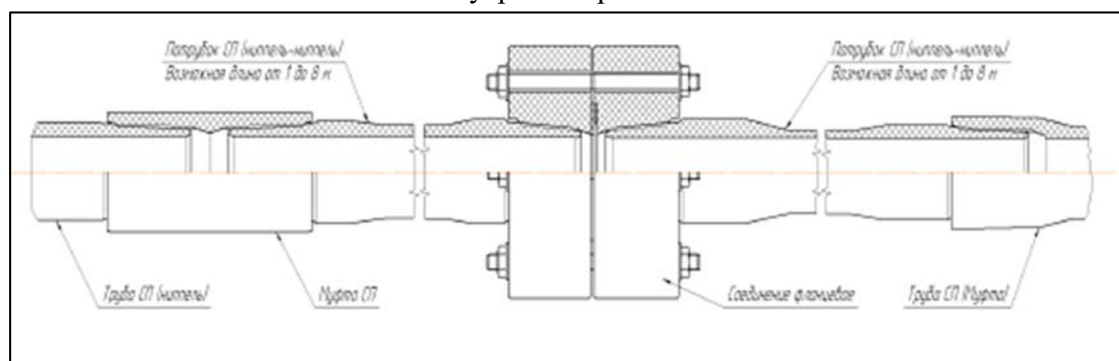


Рисунок 3 – Ремонт с применением стеклопластиковых муфт и патрубков с наружной резьбой

4 Ремонт с применением композитных муфт.

4.1 Данный способ ремонта предназначен для ликвидации небольших дефектов труб, в том числе сквозных и применяется для ремонта поврежденной стеклопластиковой трубы без ее замены.

4.2 В качестве временного оперативного ремонта применяются обжимные композитные муфты. Муфта представляет собой композиционную конструкцию, состоящую из двух фланцевых полумуфт, соединённых между собой в обхват трубопровода при помощи болтовых соединений, и герметизирующей прокладки, которая располагается между ремонтируемым трубопроводом, непосредственно поверх сквозного дефекта, и композитной муфтой – рисунок 4.

4.3 Ремонт поврежденной трубы состоит из следующих операций:

- подготовка поверхности трубы в зоне дефекта (зашкуривание);
- установка герметизирующей прокладки и двух полумуфт;
- равномерная затяжка болтовых соединений.

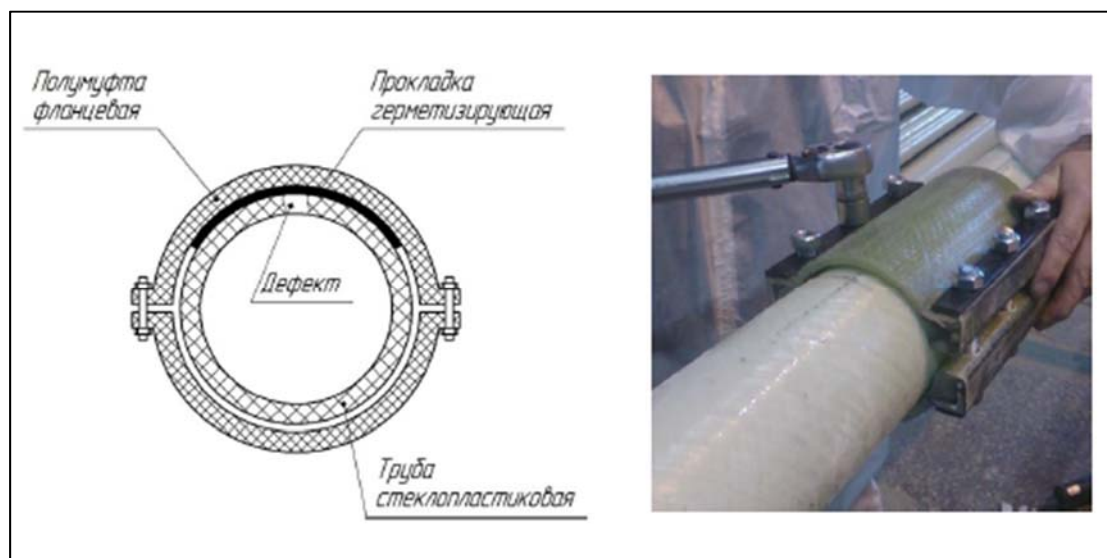


Рисунок 4 – Ремонт с применением обжимных композитных муфт

4.4 В качестве постоянного ремонта применяются **конусно-клеевые композитные муфты**. Муфта состоит из двух полумуфт и обечайки, изготовленных из композиционного материала. Обечайка устанавливается в обхват дефектного участка трубопровода поверх приклеенных к нему композиционных полумуфт – рисунок А.4.2.

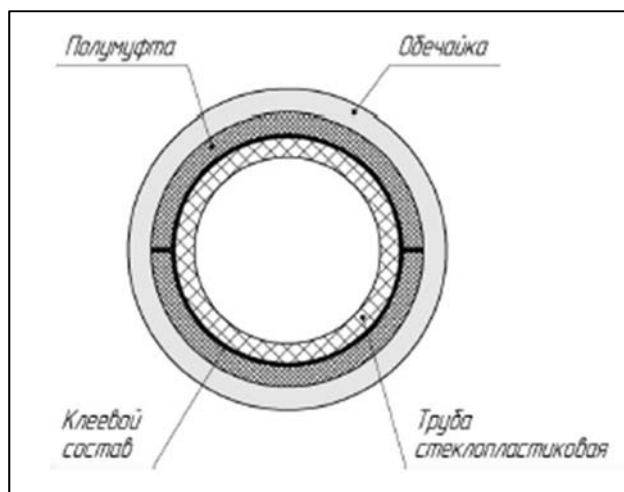


Рисунок 5 – Ремонт с применением конусно-клеевых композитных муфт

Ремонт поврежденной трубы состоит из следующих операций:

- подготовка поверхности трубы (зашкуривание);
- обезжиривание, нанесение клеевого состава и установка полумуфт;
- установка обечайки и затяжка болтовых соединений.



Основные преимущества композитных муфт:

- Простота установки;
- Без огневых работ;
- Небольшой объем земляных работ;
- Не требуется использование тяжелой техники;
- Коррозионная стойкость;
- Экономическая эффективность;
- Высокая оперативность проведения работ.

3.6.6 Подготовка территории под строительство нефтепровода

Настоящим проектом вид рекультивации определен исходя из характера нарушаемых земель, природных условий, условий землепользователей при согласовании земельных участков и хозяйственной целесообразности.

Целью рекультивации является восстановление хозяйственной ценности нарушаемых земель после выполнения комплекса технических мероприятий.

Нарушаемые при строительстве по рабочему проекту «Строительство нефтепровода от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола» представлены пастбищами.

Согласно ГОСТу 17.5.1.02-85, «Указаниям по составлению проектов рекультивации...», г.Алматы, 1993г и с хозяйственной точки зрения, они отнесены к сельскохозяйственному направлению рекультивации.

Рекультивация земель проводится в один этап – технический.

Основным требованием технического этапа является приведение рекультивируемого участка в состояние, пригодное для использования в сельскохозяйственном производстве.

При сельскохозяйственном направлении рекультивированные земли должны отвечать следующим требованиям:

1. Величина уклона не должна превышать 10о (1: 6).
2. Расстояние от поверхности рекультивированных земель до грунтовых вод не менее - 3м.

Технический этап рекультивации включает следующие основные работы:

- а) подготовительные работы (культурно-технические мероприятия по раскорчевке и снятие, складирование плодородного слоя);
 - б) нанесение (возврат) на подготовленную поверхность ПРС;
 - в) окончательная планировка всей площади;
 - г) прикатка нанесенного плодородного слоя почвы.
- Снятие ПРС проводить только в теплое время года.
 - При снятии, перемещении и хранении плодородного слоя не допускать его смешивания с подстилающим грунтом.
 - Обязательное соблюдение границ временного отвода.
 - Отвозка в специально отведенные для этих целей места строительного мусора, производственных и бытовых отходов.
 - Предотвращать загрязнение плодородного слоя, подстилающих грунтов горюче-смазочными материалами.
 - Регулировать топливную аппаратуру двигателей на минимальный выброс вредных газов в атмосферу, сократить до минимума холостую работу двигателей
 - Запретить движение транспортных средств вне дорожной сети.

Мероприятия по снятию, складированию, хранению плодородного слоя почвы

Работы по снятию ПСП проводятся в теплое время года. Перед снятием ПРС выполняются подготовительные работы по разбивке участка в натуре, определению границ снятия ПРС, размещения отвалов складирования плодородного слоя почвы. Мощность снимаемого плодородного слоя на участке газопровода составляет 15см.

Снятие ПРС предусмотрено выполнять бульдозером с перемещением на 20м в отвалы временного хранения, размещаемые в границах нефтепровода. Размеры отвалов хранения ПРС, дальность перемещения см. 910979/2023/1-01-ТХ л.53 «Поперечный разрез». Объемы работ приведены в чертеже.

Обозначить участок над подземными коммуникациями колышками, забитыми в землю на расстоянии не более одного метра. это будет означать точку экскавации для физического определения кабеля или трубопровода, подтверждая глубину и направление (сравнить с чертежом).

Отчет об изысканиях и экскавации должны быть обязательно приложены в наряд-допуск без этого наряд-допуск не может быть открыт.

3.6.7 Гидравлический расчет нефтепровода диаметром Ду200мм от ДНС до ЦПНГ месторождения Алибекмола

Расчет выполнен в программе UniSim Design R480.

Исходные данные:

Компонентный состав

	Мольная доля	Жидкая фаза
Methane	0,000000	0,000000
Ethane	0,000000	0,000000
Propane	0,001500	0,001500
i-Butane	0,001300	0,001300
n-Butane	0,005400	0,005400
i-Pentane	0,005700	0,005700
n-Pentane	0,010900	0,010900
n-Hexane	0,042600	0,042600
n-Heptane	0,098300	0,098300
n-Octane	0,099400	0,099400
n-Nonane	0,097700	0,097700
23-Mbutane	0,000000	0,000000
3-Mpentane	0,000000	0,000000
22-Mpentane	0,000000	0,000000
Cyclopentane	0,000000	0,000000
Mcyclopentan	0,000000	0,000000
Cyclohexane	0,000000	0,000000
Mcyclohexane	0,000000	0,000000
H2S	0,000300	0,000300
Nitrogen	0,000000	0,000000
CO2	0,000000	0,000000
n-Decane	0,089200	0,089200
n-C11	0,062900	0,062900
n-C12	0,056800	0,056800
n-C13	0,049000	0,049000
n-C14	0,046700	0,046700
n-C15	0,039300	0,039300
n-C16	0,034300	0,034300
n-C17	0,029900	0,029900
n-C18	0,025500	0,025500
n-C19	0,025800	0,025800
n-C20	0,022000	0,022000
n-C21	0,155500	0,155500
H2O	0,000000	0,000000

Транспортируемый продукт		нефть
Длина трубопровода	м	28 731
Расход	т/год	600 000
Плотность при 20°C	кг/м3	830

Расчет проводился с учетом высотных перепадов и материала трубопровода.

Параметры нефти после Насосной

нефть из насосной		
Temperature	11,30	C
Pressure	1,400	MPag
Mass Flow	68493,1	kg/h

Параметры нефти на входе ЦПНГ

ЦПНГ		
Temperature	5,566	С
Pressure	0,5552	MPag
Mass Flow	68493,1	kg/h

Параметры нефти на Площадке входного манифольда







Площадка входного манифольда		
Temperature	5,566	С
Pressure	0,5247	MPag
Mass Flow	68493,1	kg/h

Результаты расчета приведены в Приложении 1.

Согласно расчета рекомендуется принять трубопровод Ду200, скорость в трубопроводе 0,8-1,5 м/с учетом на будущее расширение и увеличение добычи.

Перепад давления $dP \geq 10\%$.

4. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

						910979/2023/1-00-ПЗ.АС					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Нефтепровод от ДНС до ЦПНГ Алибекмола			Стадия	Лист	Листов
Разработал	Байназарова				03.24				РП	65	22
Проверил	Колодина				03.24						
Т.контроль	Колодина				03.24						
Н.контроль	Белгиев				03.24						
ГИП	Кривошеев				03.24	Пояснительная записка				Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмұнайгаз»	

АННОТАЦИЯ

Принятые технические решения соответствуют требованиям действующих законодательных актов, норм и правил Республики Казахстан по взрывопожарной и экологической безопасности, по охране труда и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объектов и сооружений при соблюдении мероприятий, предусмотренных настоящей документацией.

Главный инженер проекта



А.П. Кривошеев

СОДЕРЖАНИЕ

4.1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ ОБЪЕКТА	68
4.1.1 Характеристика представляемого для строительства участка, его местоположение, размер, современное состояние и использование	68
4.1.2 Требования по сносу, переносу зданий и сооружений.....	70
4.1.3 Выполнение требований, установленных архитектурно-планировочным заданием	70
4.1.4 Описание решений инженерных сооружений, проектируемых для обеспечения функционирования объекта (объектов)	70
4.1.5 Основные архитектурно-планировочные параметры проектируемого объекта	72
4.1.6 Сведения об инженерно-геологических, гидрогеологических условиях площадки строительства, а также краткое описание и обоснование архитектурно-строительных решений по основным зданиям и сооружениям.....	72
4.2 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЭЛЕКТРО-, ВЗРЫВО- И ПОЖАРОБЕЗОПАСНОСТИ	81
4.3 САНИТАРНО-ГИГИЕНИЧЕСКИЕ И БЫТОВЫЕ УСЛОВИЯ РАБОТАЮЩИХ	81
4.4 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЗАЩИТЕ СТРОИТЕЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ, СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ ОТ КОРРОЗИИ.....	82
4.5 СТРОИТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ И КОНСТРУКЦИИ	82
4.5.1 Бетонные конструкции.....	82
4.5.2 Стальные конструкции.....	83

4.1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ ОБЪЕКТА.

4.1.1 Характеристика представляемого для строительства участка, его местоположение, размер, современное состояние и использование

Район строительства проектов «Нефтепровода от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола» – Республика Казахстан, Актюбинская область. Районный центр, посёлок городского типа Эмба, расположен на расстоянии 56 км. От конечного участка работ (месторождение Алибекмола).

- Областной цент- г.Актобе, расположен на расстоянии 350 км. от района работ.
- Сообщение с районным центром- по дороге с твёрдым покрытием.
- Сообщение с областным центром- по асфальтированной дороге (через м/р Кенкияк) и воздушным транспортом.
- Передвижение по участку работ – по просёлочным дорогам, которые в сухое время года пригодны для всех видов транспорта, а в период распутицы- для вездеходного автомобильного транспорта и для транспорта на гусеничном ходу.

Климатические условия

Исследованная территория находится в зоне умеренно жарких, резко засушливых пустынных степей и имеет резкоконтинентальный аридный климат. Многолетняя аридизация климата способствовала постепенному высыханию водных потоков и озёр и активному развитию эоловых процессов.

Континентальность и аридность климата находят выражение в резких амплитудах суточных, среднемесячных и среднегодовых t° воздуха и в малых количествах выпадающих здесь осадков. На формирование рельефа существенное влияние оказывают ветры.

Подробная климатическая характеристика района работ по отдельным параметрам приводится ниже, по данным метеостанции Эмба.

Средняя месячная и годовая t° воздуха, °C														
Средняя месячная t°												Средн е- годова я	Абсо- лютный минимум	Абсо- лютны й максим ум
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII			
-15,2	-14	-7,3	6,2	15,7	21,4	23,9	21,8	14,4	5,1	-3,8	-11,2	4,8	-42	+43

Температура наружного воздуха, °C									
Наиболее холодных суток обеспеченностью		Наиболее холодной пятидневки обеспеченностью		Период со средней суточной t° воздуха				Средняя t° наиболее холодного периода	Продолжитель ность периода со среднесуточно й t° < =8 °C
				<8°C		<10°C			
				Продолжи- тельность, сут.		Средняя t°, °C			
0,98	0,92	0,98	0,92						
-36	-34	-33	-30	197	-6,9	208	-6,0	-20	153

Нормативная глубина промерзания грунтов, м		
Для суглинков и глин	Для супесей, песков мелких и пылеватых	Для песков средней крупности, Крупных и гравелистых
1,65	2,01	2,15

Ветровые нагрузки						
Среднегодовая скорость ветра, м/с	Скорость ветра м/с, возможная 1 раз за число лет				Число дней с сильным ветром (≥ 15 м/с), год	Число дней с пыльной бурей, год
	1	5	10	20		
4,9	26	31	34	38	24	8

Гололедные явления					
Район по гололеду		Нормативная толщина стенки гололеда, мм, с повторяемостью			
		1 раз в 5 лет		1 раз в 10 лет	
третий		10		15	
Влажность наружного воздуха, атмосферные осадки и снежный покров					
Средняя абсолютная влажность воздуха в Мб, год	Средняя абсолютная влажность воздуха в %, год	Количество осадков, мм		Снежный покров	
		За год	Суточный максимум	Средняя дата образованная и разрушения устойчивого снежного покрова	Средняя из наибольших высот за зиму в см
6.2	63	251	56	4.12-28.03	20

Климатический район для строительства - 3А

Дорожно-климатическая зона - IV.

Тип местности по характеру и степени увлажнения - 1.

Нормативная глубина промерзания грунта согласно СП РК 5.01-102-2013 – 175мм.

Характер растительности, в пределах исследованной территории неоднородный, и зависит от геоморфологического расположения участка: в пойме реки Эмба растительность более пышная, представлена ассоциациями луговых трав, кустарниками и отдельными древесными рощами; в пределах надпойменных террас и водораздельного плато растительность полупустынного типа с ковыльно- полынно-типчаковыми ассоциациями.

В пойме р. Эмба развито поливное земледелие и огородничество.

В пойме р. Эмба широким распространением пользуется аллювиально-луговые почвы.

В пределах надпойменных террас и водораздельного плато развит комплекс супесчаных светло-каштановых солонцеватых почв с солонцами. Растительный покров складывается, в основном, биюргуновой и боялышево-биюргуновой ассоциациями, проективным покрытием 25-35%.

В пределах водораздельного плато мощность почвенно-растительного слоя не превышает 15см.

Согласно ГОСТ 17.5.1.03-86 (Охрана природы. Земли.) почвы, в пределах исследованной территории, относится к категории малопригодных.

4.1.2 Требования по сносу, переносу зданий и сооружений

Территория месторождения представляет собой всхолмленную равнину с редкой растительностью на бедных почвах и используется для выпаса скота, поэтому проведение мероприятий по сносу и переносу существующих зданий и сооружений на площадке строительства не требуется

4.1.3 Выполнение требований, установленных архитектурно-планировочным заданием

Номенклатура, компоновка и площади основных технологических площадок приняты согласно требованиям действующих нормативных документов Республики Казахстан, а именно: СН РК 3.02-28-2011 «Сооружения промышленных предприятий» и по заданиям соответствующих ведущих технологических отделов.

В проекте предусмотрено применение блочно-комплектных устройств, зданий из конструкций заводской готовности.

Производственные объекты расположены с наветренной стороны по отношению к источнику возможного выделения сероводорода.

4.1.4 Описание решений инженерных сооружений, проектируемых для обеспечения функционирования объекта (объектов)

С учетом природно-климатических условий района строительства приняты следующие конструктивные решения для выполнения наружных технологических площадок:

Навес над УОГ Навес выполняется из горячекатаных профилей по ГОСТ 30245-2012. Кровля из профнастила ГОСТ 24045-2016. Фундамент под стойку СТ-1 выполнен из бетона Кл С12/15;W6;F100. Прогоны для крепления профнастила выполнены из швеллера.

Площадка узла запуска СОД. Площадка размерами в осях 6,0х14,5 с твердым покрытием из бетона Кл С12/15;W6;F100, канализуемая. Площадка по периметру выложена бортовым камнем БР100.30.15 по ГОСТ 6665-91. На площадке монтируется стойка из трубы □100х5 по ГОСТ 30245-2012. Стойка крепится самоанкерующимися болтами БСР М10х100 УЗ ГОСТ 28778-90.

Прямоук выполнен из монолитного бетона кл. С12/15, марка по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F100, с армированием сеткой по ГОСТ 23279-2012.

Площадка дренажной емкости ЕП-6 V=8м³. Площадка размерами в осях 4,5х3,5м, с твердым покрытием из бетона Кл С12/15;W6;F100, с выступающим бордюром, канализуемая. Основанием емкости служит плита ФЛ20.8-1 по СТ РК 956-93 и подушка из ПГС. На площадке монтируется стойка из трубы □100х5 по ГОСТ 30245-2012. Стойка крепится самоанкерующимися болтами БСР М10х100 УЗ ГОСТ 28778-90.

Прямоук выполнен из монолитного бетона кл. С12/15, марка по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F100, с армированием сеткой по ГОСТ 23279-2012.

Ограждение ПГБ - металлическими сетчатыми панелями PROFI/MEDIUM ТУ-9693-011-75483238-2012 по металлическим стойкам-трубам, врезается на существующее ограждение. Стойки устанавливаются в фундамент, выполненный из бетона Кл С12/15;W6;F100. Стойки выполнены из прямоугольной трубы 60х80, сварная сетчатая панель - из оцинкованной проволоки Ø4мм.

Площадка узла линейной запорной арматуры. Площадка размерами в осях 4,0х3,0м, с твердым покрытием из бетона Кл В15;W6;F100, с выступающим бордюром. На площадке монтируется стойка из трубы □100х5 по ГОСТ 30245-2012. Стойка крепится самоанкерующимися болтами БСР М10х100 УЗ ГОСТ 28778-90.

Площадка ограждается металлическими сетчатыми панелями PROFI/MEDIUM ТУ-9693-011-75483238-2012 по металлическим стойкам-трубам. Стойки устанавливаются в фундамент, выполненный из бетона Кл С12/15;W6;F100. Стойки выполнены из прямоугольной трубы 60х80, сварная сетчатая панель - из оцинкованной проволоки Ø4мм.

Площадка узла приема СОД. Площадка размерами в осях 6,0х12,5 с твердым покрытием из бетона Кл С12/15;W6;F100, канализуемая. Площадка по периметру выложена бортовым камнем БР100.30.15 по ГОСТ 6665-91. На площадке монтируется стойка из трубы □100х5 по ГОСТ 30245-2012. Стойка крепится самоанкерующимися болтами БСР М10х100 УЗ ГОСТ 28778-90.

Прямоук выполнен из монолитного бетона кл. С12/15, марка по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F100, с армированием сеткой по ГОСТ 23279-2012.

Площадка узла регулирующего клапана-существующая площадка доливаеся бетоном Кл С12/15;W6;F100 и по периметру выложена бортовым камнем БР100.30.15 по ГОСТ 6665-91.

Площадка узла подключения к МАФ-2-существующая площадка доливаеся бетоном Кл С12/15;W6;F100 и по периметру выложена бортовым камнем БР100.30.15 по ГОСТ 6665-91.

Площадка ограждается металлическими сетчатыми панелями PROFI/MEDIUM ТУ-9693-011-75483238-2012 по металлическим стойкам-трубам. Стойки устанавливаются в фундамент, выполненный из бетона Кл С12/15;W6;F100. Стойки выполнены из прямоугольной трубы 60х80, сварная сетчатая панель - из оцинкованной проволоки Ø4мм.

4.1.5 Основные архитектурно-планировочные параметры проектируемого объекта

Здания и сооружения на территории строительства запроектированы с учетом природно-климатических условий района строительства и соответствуют всем действующим нормативным документам Республики Казахстан. Объемно-планировочные и конструктивные решения разработаны на основе действующих нормативных документов Республики Казахстан. В принятых решениях учтены мероприятия по технике безопасности и противопожарные требования, предъявляемые к зданиям и сооружениям. Архитектурно-планировочные решения, принятые с учетом санитарно-гигиенических требований, предусматривают создание оптимально комфортных условий труда и отдыха. Проект разработан с соблюдением правил по разработке проектной документации. Размещение технологических объектов определено с учетом использования путей внешнего транспорта и расположения уже существующих объектов. Технологические сооружения запроектированы в металлическом каркасе комплектной готовности.

4.1.6 Сведения об инженерно-геологических, гидрогеологических условиях площадки строительства, а также краткое описание и обоснование архитектурно-строительных решений по основным зданиям и сооружениям

4.1.6.1 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

В структурно-тектоническом отношении описываемая территория расположена в пределах Западного Примугоджарья, являющегося крайней северо-восточной частью Юго-Восточной прибортовой структурной зоны, входящей в состав крупной тектонической структуры более высокого порядка - Прикаспийской впадины, вблизи границы с тектоническими структурами южной части Казахского Урала – Западно-Мугоджарского мегасинклиория. Юго-восточная прибортовая зона протягивается неширокой полосой вдоль северного склона Южно-Эмбенского краевого поднятия в районе южнее слияния рек Жем и Темира. Соляная тектоника здесь проявлена слабо. Немногочисленные соляные купола разделены обширными межкупольными пространствами с почти горизонтальным залеганием надсолевых слоев.

Гидрогеологические условия

В процессе производства инженерно-геологической разведки, всеми выработками, пройденными в пределах исследованной территории, горизонт грунтовых вод вскрыт не был. Гидрографическая сеть района работ представлена средним течением реки Эмба и её левыми притоками: сухим руслом Ащисай, сухим руслом Атжаксы, а также несколькими безымянными сухими руслами.

Поскольку гидрологический режим самой реки Эмба на устойчивость проектируемых сооружений никакого влияния оказать не может, его параметры в настоящем разделе не приводятся.

Геоморфология и рельеф

В региональном геолого-структурном плане район работ приурочен к крупной геолого-тектонической структуре - Русской платформе, к ее юго-восточной окраине: Урало-Эмбинскому

(Подуральному) плато. Урало-Эмбинское (Подуральное) плато характеризуется структурно-денудационным рельефом с многочисленными куэзовыми грядами и чинкообразными склонами,

останцовыми холмами и скульптурными котловинами, водораздельными массивами и плато.

Абсолютные отметки водораздельных массивов имеют значения 250-290м.

Исследованная территория приурочена к поверхности водораздельного плато между верхним

и средним течением р. Эмба. Водораздельное плато представляет собой слабоволнистую равнину с полого-увалистыми, холмисто-увалистыми и грядово-увалистыми формами рельефа.

Характерно

наличие мелких оврагов и рытвин.

В отдельных случаях встречаются куэстообразные обрывы высотой до 10м. Пониженные участки местности, в отдельных случаях, представлены такырами.

Современные физико-геологические процессы и явления представлены в следующих формах:

Линейная эрозия;

Овражная Эрозия;

Плоскостной смыв;

Дефляционно-аккумулятивные процессы; ветровая эрозия;

Техногенные процессы.

Природные экосистемы являются весьма неустойчивыми и могут быть подвержены экоциду при техногенном воздействии.

Геологическое строение участка

Грунты, образовавшиеся в результате естественно-исторического процесса формирования территории, на глубину до 6,0м., подразделяются нами на 4 стратиграфо-генетических комплекса.

- **ИГЭ-1.** Супесь песчанистая
- **ИГЭ-2.** Суглинок легкий песчанистый
- **ИГЭ-3.** Песок пылеватый
- **ИГЭ-4.** Глина легкая песчанистая

Сейсмичность территории

Согласно карты общего сейсмического районирования Северной Евразии (ОСР-97, карта-С), сейсмичность района составляет 6 баллов по шкале MSK-64, с учетом местных грунтовых условий.

4.1.6.2 ИНЖЕНЕРНО–ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И СВОЙСТВА ГРУНТОВ

Охарактеризованные выше стратиграфо-генетические комплексы, в свою очередь, расчленены нами на 4 литолого-фациальные группы грунтов (инженерно-геологические элементы – ИГЭ), геотехническая характеристика которых приводится ниже.

Группы грунтов по разработке приведены в соответствии с требованиями СН РК 8.02-05-2002, сборник 1, табл.1.

ИГЭ-1. Супесь песчанистая

Нормативные и расчетные значения физико-механических и химических характеристик ИГЭ-1приведены в таблице.

Характеристика грунтов		ИГЭ-1			
		Индекс	Ед. изм.	Норм. значение	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
Естественная влажность		W	%	6,42	-
Пределы пластичности (Atterberg)	Предел текучести	W _L	%	21,82	-
	Предел раскатки	W _P	%	17,31	-
	Число пластичности	I _P	%	4,50	Супесь
Гранулометрический состав	гравий	>2 мм	%	2	-
	песок	2-0,05мм	%	75	песчанистая
		>0,25мм	%	-	-
	пыль	<0,05мм	%	20	-
	глина	<0,005мм	%	3	-
Показатель текучести		I _L	д.е	-2,754	твердая
Плотность (объемный вес) грунта:		ρ	г/см ³	1,72	-
При доверительной вероятности 0,85		ρ	г/см ³	1,68	-
При доверительной вероятности 0,95		ρ	г/см ³	1,66	-
Плотность частиц (удельный вес) грунта		ρ _s	г/см ³	2,69	-
Плотность сухого грунта		ρ _d	г/см ³	1,61	-
Пористость		n	%	39,89	-
Коэффициент пористости		e	д.е	0,667	-
Коэффициент водонасыщения		S _r	д.е.	0,268	-
Коэффициент Пуассона		μ	-	0,30	-
Удельное сцепление		C	кПа	15	-
Угол внутреннего трения		φ	градус	27	-
Модуль общей деформации		E	МПа	16	-
Группа грунтов по разработке механизмами		-	пункт	366	-
Результаты химического анализа водной вытяжки грунта, в соотношении 1:5					
Анионы					
Гидрокарбонат ион		HCO ₃ ⁻	%	0,117	-
Хлор-ион		Cl ⁻	%	0,87	-
Сульфат-ион		SO ₄ ⁻	%	0,694	-
Катионы					
Кальций-ион		Ca ⁺⁺	%	0,11	-

Магний-ион	Mg ⁺⁺	%	0,026	-
Натрий+калий (по разности)	Na ⁺ K ⁺	%	0,718	-
Солевой состав				
Плотный осадок	-	%	1,36	-
Концентрация водородных ионов	pH	-	8,07	-

Характеристика грунтов	ИГЭ-1			
	Индекс	Ед. изм.	Норм. значение	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
Характер засоления грунтов	Cl/SO ₄	%	1,25	Сульфатно-хлоридное
Степень засоленности грунтов	-	-	2,53	среднезасоленный
Степень агрессивного воздействия грунта на бетонные и железобетонные конструкции по содержаниям SO ⁴⁻⁻ и Cl ⁻				
Портландцемент по ГОСТ 10178	SO ₄ ⁴⁻⁻	мг на 1 кг грунта	6940	сильноагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178 с содержанием C ₃ S не более 65 %, C ₃ A не более 7 %, C ₃ A + C ₄ AF не более 22 % и шлакопортландцементе				сильноагрессивная
Сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266				среднеагрессивная
Портландцемент, шлакопортландцемент по ГОСТ 10178 и сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266	Cl ⁻	мг на 1 кг грунта	8700	сильноагрессивная
Коррозионная агрессивность грунтов по содержанием концентрации водородных ионов по отношению				
к свинцовой оболочке кабеля	pH	-	8,07	средняя
к алюминиевой оболочке кабеля				средняя

ИГЭ-2. Суглинок легкий песчанистый

Нормативные и расчетные значения физико-механических и химических характеристик ИГЭ-2 приведены в таблице.

Характеристика грунтов		ИГЭ-2			
		Индекс	Ед. изм.	Норм. значение	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
Естественная влажность		W	%	12,11	-
Пределы пластичности (Atterberg)	Предел текучести	W _L	%	31,53	-
	Предел раскатки	W _P	%	21,38	-
	Число пластичности	I _P	%	10,41	Суглинок
Гранулометрический состав	гравий	>2 мм	%	20	С гравием
	песок	2-0,05мм	%	50	песчанистый
		>0,25мм	%	-	-

Характеристика грунтов		ИГЭ-2			
		Индекс	Ед. изм.	Норм. значение	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
	пыль	<0,05мм	%	23	-
	глина	<0,005мм	%	7	-
Показатель текучести		I _L	д.е	-1,057	твердый
Плотность (объемный вес) грунта:		ρ	г/см ³	1,46	-
При доверительной вероятности 0,85		ρ	г/см ³	1,40	-
При доверительной вероятности 0,95		ρ	г/см ³	1,35	-
Плотность частиц (удельный вес) грунта		ρ _s	г/см ³	2,71	-
Плотность сухого грунта		ρ _d	г/см ³	1,31	-
Пористость		n	%	51,34	-
Коэффициент пористости		e	д.е	1,134	-
Коэффициент водонасыщения		S _r	д.е.	0,298	-
Коэффициент Пуассона		μ	-	0,35	-
Удельное сцепление		C	кПа	19	-
Угол внутреннего трения		φ	градус	20	-
Модуль общей деформации		E	МПа	11	-
Группа грунтов по разработке механизмами		-	пункт	35в	-
Результаты химического анализа водной вытяжки грунта, в соотношении 1:5					
Анионы					
Гидрокарбонат ион		HCO ₃ ⁻	%	0,021	-
Хлор-ион		Cl ⁻	%	1,14	-

Сульфат-ион	SO ₄ ²⁻	%	0,498	-
Катионы				
Кальций-ион	Ca ⁺⁺	%	0,15	-
Магний-ион	Mg ⁺⁺	%	0,02	-
Натрий+калий (по разности)	Na ⁺ K ⁺	%	0,781	-
Солевой состав				
Плотный осадок	-	%	2,66	-
Концентрация водородных ионов	pH	-	8,15	-
Характер засоления грунтов	Cl/SO ₄	%	2,28	хлоридное
Степень засоленности грунтов	-	-	2,61	среднезасоленный
Степень агрессивного воздействия грунта на бетонные и железобетонные конструкции по содержаниям SO₄²⁻ и Cl⁻				
Портландцемент по ГОСТ 10178	SO ₄ ²⁻	мг на	4980	сильноагрессивная

Характеристика грунтов	ИГЭ-2			
	Индекс	Ед. изм.	Норм. значение	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
Портландцемент по ГОСТ 10178 с содержанием C ₃ S не более 65 %, C ₃ A не более 7 %, C ₃ A + C ₄ AF не более 22 % и шлакопортландцементе		1 кг грунта		сильноагрессивная
Сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266				слабоагрессивная
Портландцемент, шлакопортландцемент по ГОСТ 10178 и сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266	Cl ⁻	мг на 1 кг грунта	11400	сильноагрессивная
Коррозионная агрессивность грунтов по содержанию концентрации водородных ионов по отношению				
к свинцовой оболочке кабеля	pH	-	8,15	средняя
к алюминиевой оболочке кабеля				средняя

ИГЭ-3. Песок пылеватый

Нормативные и расчетные значения физико-механических и химических характеристик ИГЭ-3 приведены в таблице.

Характеристика грунтов		ИГЭ-3			
		Индекс	Ед. изм.	Норм. значение	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
Естественная влажность		W	%	4,77	-
Пределы пластичности (Atterberg)	Предел текучести	W _L	%	-	-
	Предел раскатки	W _P	%	-	-
	Число пластичности	I _P	%	-	Песок
Гранулометрический состав	гравий	>2 мм	%	3	пылеватый
	песок	2-0,05мм	%	100	
		>0,1мм	%	48	-
	пыль	<0,05мм	%	-	-
	глина	<0,005мм	%	-	-
Показатель текучести		I _L	д.е	-	-
Плотность (объемный вес) грунта:		ρ	г/см ³	1,37	-

Характеристика грунтов		ИГЭ-3			
		Индекс	Ед. изм.	Норм. значение	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
При доверительной вероятности 0,85		ρ	г/см ³	1,35	-
При доверительной вероятности 0,95		ρ	г/см ³	1,34	-
Плотность частиц (удельный вес) грунта		ρ _s	г/см ³	2,68	-
Плотность сухого грунта		ρ _d	г/см ³	1,35	-
Пористость		n	%	49,62	-
Коэффициент пористости		e	д.е	0,993	рыхлый
Коэффициент водонасыщения		S _r	д.е.	0,132	маловлажный
Коэффициент Пуассона		μ	-	0,30	-
Удельное сцепление		C	кПа	2	-
Угол внутреннего трения		φ	градус	26	-
Модуль общей деформации		E	МПа	11	-
Группа грунтов по разработке механизмами		-	пункт	296	-
Результаты химического анализа водной вытяжки грунта, в соотношении 1:5					
Анионы					
Гидрокарбонат ион		HCO ₃ ⁻	%	0,024	-

Хлор-ион	Cl ⁻	%	1,13	-
Сульфат-ион	SO ₄ ^{- -}	%	0,508	-
Катионы				
Кальций-ион	Ca ⁺⁺	%	0,09	-
Магний-ион	Mg ⁺⁺	%	0,0032	-
Натрий+калий (по разности)	Na ⁺ K ⁺	%	0,824	-
Солевой состав				
Плотный осадок	-	%	2,65	-
Концентрация водородных ионов	pH	-	8,02	-
Характер засоления грунтов	Cl/SO ₄	%	2,22	хлоридное
Степень засоленности грунтов	-	-	2,57	среднезасоленный
Степень агрессивного воздействия грунта на бетонные и железобетонные конструкции по содержаниям SO ^{- -} и Cl ⁻				
Портландцемент по ГОСТ 10178	SO ₄ ^{- -}	мг на 1 кг грунта	5080	сильноагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178 с содержанием C ₃ S не более 65 %, C ₃ A не более 7 %, C ₃ A + C ₄ AF не более 22 % и шлакопортландцементе				сильноагрессивная
Сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266				слабоагрессивная
Характеристика грунтов	ИГЭ-3			
	Индекс	Ед. изм.	Норм. значение	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
Портландцемент, шлакопортландцемент по ГОСТ 10178 и сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266	Cl ⁻	мг на 1 кг грунта	11300	сильноагрессивная
Коррозионная агрессивность грунтов по содержанием концентрации водородных ионов по отношению				
к свинцовой оболочке кабеля	pH	-	8,15	средняя
к алюминиевой оболочке кабеля				средняя

ИГЭ-4. Глина легкая песчанистая

Нормативные и расчетные значения физико-механических и химических характеристик ИГЭ-4 приведены в таблице

Характеристика грунтов		ИГЭ-4			
		Индекс	Ед. изм.	Норм. значение	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
Естественная влажность		W	%	26,80	-
Пределы пластичности (Atterberg)	Предел текучести	W _L	%	58,82	-
	Предел раскатки	W _P	%	39,56	-
	Число пластичности	I _P	%	19,25	Глина
Гранулометрический состав	гравий	>2 мм	%	3	
	песок	2-0,05мм	%	55	песчанистая
		>0,1мм	%	-	-
	пыль	<0,05мм	%	28	-
	глина	<0,005мм	%	14	-
Показатель текучести		I _L	д.е	-0,659	твердая
Плотность (объемный вес) грунта:		ρ	г/см ³	1,57	-
При доверительной вероятности 0,85		ρ	г/см ³	1,49	-
При доверительной вероятности 0,95		ρ	г/см ³	1,43	-
Плотность частиц (удельный вес) грунта		ρ _s	г/см ³	2,72	-
Плотность сухого грунта		ρ _d	г/см ³	1,24	-
Пористость		n	%	54,20	-
Коэффициент пористости		e	д.е	1,218	-

Характеристика грунтов		ИГЭ-4			
		Индекс	Ед. изм.	Норм. значение	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
Коэффициент водонасыщения		Sr	д.е.	0,610	-
Коэффициент Пуассона		μ	-	0,42	-
Удельное сцепление		C	кПа	32	-
Угол внутреннего трения		φ	градус	11	-
Модуль общей деформации		E	МПа	9	-
Группа грунтов по разработке механизмами		-	пункт	86	-

4.2 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЭЛЕКТРО-, ВЗРЫВО- И ПОЖАРОБЕЗОПАСНОСТИ

Источником электромагнитных излучений являются электрические установки, аппаратура, кабельные коммуникации.

Для защиты работающих на подстанциях от электромагнитных излучений проектом предусмотрено размещение электрических устройств в отдельных зданиях и помещениях. Прокладка кабельных коммуникаций предусмотрена на высоте не менее 2.5 м, а над проезжей частью дорог не менее 5.0 м от полотна дороги

Электрооборудование, расположенное на участках сооружения, определяемых как опасные зоны, предусматривается во взрывозащищенном исполнении

В проекте предусмотрены здания II степени огнестойкости. Для металлических зданий II степени огнестойкости необходимо выполнить огнезащиту несущих элементов здания с доведением до требуемых пределов огнестойкости согласно табл. 2 СП РК 2.02-101-2022 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».

Помещения с категорией «ВЗ» по пожарной и взрывопожарной опасности отделены друг от друга и от остальных помещений противопожарными преградами. Проемы во внутренних преградах этих помещений заполнены противопожарными дверями. Двери и ворота в противопожарных преградах имеют устройство для самозакрывания и уплотнения в притворах. Полы в помещениях с категорией «ВЗ» предусмотрены безыскровыми.

Все строительные металлоконструкции защищаются лакокрасочным составом на основе цинконаполненных эмалей, которые исключают образование искры при ударе (холодное цинкование).

Перильные ограждения рабочих площадок приняты высотой 1.25 м.

Эстакады для прокладки технологических трубопроводов и электрических кабелей, конструкции площадок и опор для размещения технологического оборудования выполняют из негорючих материалов, т.е. стальными из прокатных профилей.

В местах прохода людей через технологические трубопроводы и обслуживания задвижек проектируются переходные площадки с лестницами. Покрытие площадок проектируется из просечно-вытяжного настила. Перильные ограждения площадок проектируются высотой 1.25 м. Лестницы проектируются с уклоном не более 60°, высота ступенек не более 250 мм, с двух сторон проектируются ограждения.

Электрическая эстакада проектируется на высоте 2.5 м от уровня земли до нижнего ряда кабелей, при переходе через дорогу - на высоте 5.0 м, при пересечении с трубопроводами расстояние между кабелями и трубой не менее 0.5 м.

4.3 САНИТАРНО-ГИГИЕНИЧЕСКИЕ И БЫТОВЫЕ УСЛОВИЯ РАБОТАЮЩИХ

Бытовое обслуживание работающих на объектах производственного назначения проекта производится на объекте вспомогательного назначения в районе месторождения Урихтау в «Вахтовом лагере», включающем в себя общежития, столовую, прачечную и АБК с медпунктом.

Для обеспечения санитарно-гигиенических условий для рабочих и обслуживающего персонала предусмотрены гардеробные для одежды, душевые, кладовые чистой и грязной одежды, уборные, комната сушки одежды, раковины, комната приема пищи.

4.4 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЗАЩИТЕ СТРОИТЕЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ, СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ ОТ КОРРОЗИИ

Антикоррозионную защиту стальных конструкций, расположенных на открытом воздухе, выполнять в соответствии с требованиями СН РК 2.01-01-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии» с применением холодного цинкования стали.

Стальные конструкции, эксплуатируемые на открытом воздухе, защищать двумя слоями цинконаполненной краски «ЦИНОТАН» общей толщиной не менее 120 мкм с последующим нанесением в качестве покрывного материала 2 слоя эмали «ПОЛИТОН-УР» общей толщиной не менее 80 мкм за 2 раза.

Краска «Цинотан» одноупаковочный цинконаполненный состав, предназначенный для антикоррозионной защиты стальных и бетонных поверхностей, содержит высокодисперсный порошок цинка, уретановые связующие, органические растворители и вспомогательные добавки. Краска образует на стальной поверхности покрытие естественной сушки.

Перед нанесением цинконаполненной грунтовки на стальную поверхность выполнить сначала общую очистку ее от грязи, пыли, масла, затем обезжиривание и пескоструйную очистку до степени 1-2 по ГОСТ 9.402-2004 «Покртия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию».

Для стальных конструкций, эксплуатируемых в закрытых помещениях, защиту выполнять цинконаполненной краской типа «ЦИНОТАН» за 2 раза.

Допускается применение антикоррозионной защиты аналогичными материалами.

Защиту болтов, гаек и шайб от коррозии осуществлять путем горячего цинкования методом погружения в расплав, либо путем гальванического цинкования методом погружения в расплав, либо путем гальванического цинкования (кадмирования) с последующим хромированием по ГОСТ 9.301-86* «Покртия металлические и неметаллические неорганические. Общие требования». Толщина покрытия должна составлять 60-100 мкм для горячего цинкования и 18-20 мкм для гальванического цинкования (кадмирования). Кроме того, толщина покрытия в резьбе не должна превышать плюсовых допусков.

Защиту фундаментных болтов, гаек и шайб от коррозии выполнить путем гальванического цинкования (кадмирования) с последующим хромированием по ГОСТ 9.30186*. Толщина покрытия должна составлять 60-100 мкм для горячего цинкования и 18-21 мкм для гальванического цинкования (кадмирования).

Антикоррозионную защиту сварных монтажных соединений выполнять после монтажа конструкций двумя слоями краски «ЦИНОТАН» общей толщиной не менее 120 мкм, затем двумя слоями эмали «ПОЛИТОН-УР» общей толщиной не менее 80 мкм за 2 раза.

Допускается применение антикоррозионной защиты аналогичными материалами.

Стальные элементы, расположенные ниже поверхности грунта, защищаются битумной мастикой с толщиной слоя не менее 3мм.

4.5 СТРОИТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ И КОНСТРУКЦИИ

4.5.1 Бетонные конструкции

Бетонные и железобетонные конструкции должны удовлетворять следующим требованиям:

- Бетоны и растворы.

Бетонные и железобетонные конструкции запроектированы на сульфатостойком цементе по

ГОСТ 31108-2020. Класс прочности на сжатие бетонных и железобетонных конструкций не ниже С12/15.

Марка бетона по водонепроницаемости принята не ниже W6.

Марка бетона по морозостойкости принята не ниже F100.

В качестве крупного заполнителя для бетонных и железобетонных конструкций фракционированный щебень изверженных пород по СТ РК 1284-2004 марки не ниже 800 и крупностью фракции 20-40 мм. Допускается к применению щебень осадочных пород марки не ниже 600, водопоглощением не более 2%. Осадочные породы должны быть однородными и не содержать прослоек слабых пород.

Вода для затворения принята по ГОСТ 23732-2011.

В составе бетона, в том числе, в составе вяжущего, заполнителей и воды не допускается наличие хлористых солей.

Все боковые поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом марки БН-70/30 за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

В качестве ненапрягаемой продольной и поперечной арматуры железобетонных конструкций применена преимущественно стержневая арматура периодического профиля класса А-ТТТ (А400) по ГОСТ 34028-2016, марка стали 35ГС.

Стержневая арматура периодического профиля класса А-ТТ (А300) и гладкая класса А-Т (А240) по ГОСТ 34028-2016, марка стали ВСтЗсп2 применена для поперечной монтажной и конструктивной арматуры.

- Закладные детали железобетонных конструкций.

Пластины закладных деталей выполнены из стали С245 по ГОСТ 27772-2015* толщиной не менее 6 мм.

Анкера закладных деталей выполнены преимущественно из арматуры классов А-ТТТ (А400, сталь 35ГС) и А-ТТ (А300, сталь ВСтЗсп2).

В пластинах закладных деталей, расположенных на верхней (при бетонировании) поверхности конструкции, с наименьшим размером свыше 250мм и в пластинах, закрывающих полностью или большую часть грани бетонируемого элемента, предусмотрено отверстие выхода воздуха и контроля качества в процессе бетонирования.

- Фундаментные болты.

Фундаментные болты выполнены из стали ВСтЗпс2 ГОСТ 535-2005 «Прокат сортовой фасонный из стали углеродистой обыкновенного качества. Общие технические условия» (согласно табл. 1 ГОСТ 24379.0-2012 для климатического района ТТ₁₁).

- Железобетонные конструкции.

Железобетонные конструкции запроектированы 3-й категории трещиностойкости (согласно табл. 9 СН РК 2.01-01-2013). Допустимая ширина раскрытия трещин: продолжительного - 0.1 мм, непродолжительного 0.15 мм.

Толщина защитного слоя для сборных железобетонных конструкций принята не менее 25 мм (табл. 10 СН РК 2.01-01-2013), для монолитных - не менее 30 мм (п.2.20 СН РК 2.01-01-2013).

4.5.2 Стальные конструкции

Для стальных вспомогательных конструкций (лестницы, площадки обслуживания, ограждения лестниц и площадок и т. д.) принять сталь С235 по ГОСТ 27772-2021.

Стальные конструкции запроектированы из стального профильного проката

прямоугольного замкнутого профиля.

Стальные конструкции с элементами из замкнутого прямоугольного профиля выполнять со сплошными швами и с заваркой торцов. При этом защиту от коррозии внутренних поверхностей допускается не производить.

Применение металлических конструкций с тавровыми сечениями из двух уголков, крестовыми сечениями из четырех уголков, с незамкнутыми прямоугольными сечениями, двутавровыми сечениями, двутавровыми сечениями из швеллеров не допускается.

Металл проката, используемого для несущих стальных конструкций второй группы по , должен удовлетворять требованиям по ударной вязкости КСУ" (ударная вязкость по ГОСТ 9454-78 «Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах») и КСА(ударная вязкость после механического старения по ГОСТ 7268-82).

Требования по хладостойкости к металлу вспомогательных конструкций не предъявляются (СП РК EN 1993-1).

Сварные соединения стальных конструкций выполнять в соответствии с указаниями. СП РК EN 1993-1

Для стали марки С235 по ГОСТ 27772-2021 при ручной дуговой сварке применяются электроды Э42 по ГОСТ 9467-75 «Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы».

При автоматической сварке применять сварочную проволоку марки Св-08Г2С по ГОСТ 2246-70* «Проволока стальная сварочная. Технические условия». Все сварочные работы должны вестись в соответствии с требованиями СН РК 1.03-05-2011 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве».

Для болтовых соединений применять стальные болты и гайки, удовлетворяющие требованиям ГОСТ Р 52628-2006 «Болты, винты и шпильки. Механические свойства и методы испытаний», и гайки, удовлетворяющие требованиям ГОСТ ИСО 4036-2014 «Гайки шестигранные низкие без фаски».

Выбор болтов производить по СП РК EN 1993-1 с учетом условий их применения (климатического района IIIа, характера действующих нагрузок, условий работы в соединениях).

Все применяемые материалы должны быть сертифицированы. Применение не сертифицированных материалов не допускается.

Требования к изготовлению и монтажу стальных конструкций:

- металлоконструкции должны изготавливаться в соответствии с требованиями ГОСТ 23118-2019 «Конструкции стальные строительные. Общие технические условия» по рабочей документации, утвержденной разработчиком и принятой к производству предприятием-изготовителем;

- конструкции должны удовлетворять установленным при проектировании требованиям по несущей способности (прочности и жесткости);

- металлоконструкции должны быть защищены от коррозии согласно разделу антикоррозионная защита строительных конструкций пояснительной записки. Защитные покрытия должны наноситься на конструкции в заводских условиях. Качество очистки поверхности конструкций от жировых загрязнений перед нанесением защитных покрытий должно соответствовать 2-й степени обезжиривания поверхности по ГОСТ 9.402-2004 «Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию»;

- технология производства конструкций должна регламентироваться технологической документацией, утвержденной в установленном на предприятии-изготовителе порядке;

- маркировка стальных элементов должна быть четкой и несмываемой. Все элементы должны соответствовать прилагаемому упаковочному листу;
- болты, гайки, шайбы должны упаковываться отдельно в герметичные пластиковые пакеты;
- изготовитель должен представить все сертификаты соответствия на применяемые материалы и изделия;
- строительно-монтажные работы необходимо выполнять в соответствии с требованиями СН РК 1.03-05-2011 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве».
- работы по возведению зданий и сооружений следует производить по утвержденному проекту производства работ (ППР), в котором наряду с общими требованиями СН РК 1.03-00-2011 «Организация строительства» должны быть предусмотрены: мероприятия, обеспечивающие требуемую точность установки конструкций; пространственную неизменяемость и устойчивость конструкций в процессе их монтажа; меры по обеспечению безопасности работ;
- качество изготовленных строительных конструкций должно соответствовать требованиям, изложенным в ГОСТ 23118-2012.

Производственный контроль качества строительно-монтажных работ следует осуществлять в соответствии с СН РК 1.03-00-2011 «Организация строительства».

Перечень основных сооружений и их краткая техническая характеристика описаны в нижеприведенной таблице.






Приложение А

ПЕРЕЧЕНЬ

законодательных актов и нормативных документов

1. СП РК EN 1991-1-1:2002/2011 «Воздействия на несущие конструкции»
2. СП РК EN 1992-1-1:2004/2011 «Проектирование железобетонных конструкций»
3. СН РК 3.02-28-2011 Сооружения промышленных предприятий
4. СП РК 2.01-101-2013 Защита строительных конструкций от коррозии
5. СН РК 2.01-01-2013 Защита строительных конструкций от коррозии
6. СП РК 2.02-101-2022 Пожарная безопасность зданий и сооружений
7. СП РК 2.03-30-2017 Строительство в сейсмических районах
8. СП РК 2.04-01-2017 Строительная климатология
9. СП РК 5.01-102-2013 Основания зданий и сооружений
10. СН РК 5.01-02-2013 Основания зданий и сооружений
11. СП РК 5.01-103-2013 Свайные фундаменты
12. СП РК EN 1993-1-1:2005 Проектирование металлоконструкций

5. АВТОМАТИЗАЦИЯ СБОРА НЕФТИ ГАЗА

						910979/2023/1-01-ПЗ.АСНГ			
Изм.	Кол уч	Лист	№ док	Подп	Дата				
Разраб.		Верченко			07.24	"Строительство нефтепровода от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола"	Стадия	Лист	Листов
Провер.		Бузатанов			07.24		РП	87	10
Т.контр		Верченко			07.24				
Н.контр		Белгиев			07.24				
ГИП		Кривошеев			07.24				
						Пояснительная записка	 Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз»		

СОДЕРЖАНИЕ:

5. АВТОМАТИЗАЦИЯ СБОРА НЕФТИ ГАЗА.....	89
5.1. Исходные данные	89
5.1.1. Основания для разработки	89
5.1.2. Примененные нормы и стандарты	89
5.1.3. Сокращения	90
5.2. Краткая характеристика объекта проектирования	90
5.3. Структура существующей АСУ ТП	91
5.4. Основные проектные решения	92
5.5. Система обнаружения газов	93
5.6. Размещение приборов и монтаж электрических проводок	94
5.7. Требования к организации электропитания	95
5.8. Защитные меры	95
5.8.1. Заземление	95
5.8.2. Сигнализация	96
5.8.3. Защита окружающей среды	96

5. АВТОМАТИЗАЦИЯ СБОРА НЕФТИ ГАЗА

5.1. Исходные данные

Исходными данными для разработки раздела «Автоматизация сбора нефти газа» рабочего проекта: "Нефтепровод от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола". Строительство нефтепровода "ДНС Урихтау-ЦПНГ Алибекмола"»» является задание на проектирование системы автоматизации, решения, принятые в технологической части проекта и Заказчиком, по типу и составу оборудования системы автоматизации.

Раздел проекта разработан согласно действующим нормативно-техническим документам РК.

5.1.1. Основания для разработки

Настоящий раздел проекта разработан на основании:

- Бизнес-план на 2024год;
- Техническое задание на проектирование объекта "Строительство нефтепровода от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола"
- Материалы инженерных изысканий, выполненных Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМУнаЙгаз»» и ТОО «Актау-ГеоЭкоСервис»;
- Рабочий проект №110-62-2019АК-01-01 «Обустройство нефтяной оторочки месторождения Урихтау при ОПЭ» Корректировка 2. Очередь 1 - Строительство нефтепровода ДНС-ЦПНГ Алибекмола»;
- Рабочий проект №56-46-2022АК-02 «Строительство нефтепровода от узла манифольда до узла сепарации УПН Алибекмола ТОО Казахойл Актобе»;
- Технические условия №22/0223 от 22.02.2024года на подключение проектируемого нефтепровода Ду200мм ТОО «Урихтау Оперейтинг» к входному манифольду цеха подготовки нефти и газа (далее ЦПНГ) месторождения «Алибекмола».

5.1.2. Примененные нормы и стандарты

При разработке раздела использованы следующие нормативно-технические документы:

- 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»;
- ГОСТ 21.408-2013 «Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;
- ГОСТ 21.208-2013 «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах»;
- СТ РК 2.109-2006 «Газоанализаторы автоматические непрерывного действия. Общие требования к установке техническому обслуживанию и поверке»
- ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
- ГОСТ 14254-96 (МЭК529-89) «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)»;
- ГОСТ 12.1.030-81 «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление»;
- СП РК 4.02-103-2012 «Системы автоматизации»;

- СН РК 4.02-03-2012 «Системы автоматизации»;
- СН РК 4.04-07-2023 «Электротехнические устройства»;
- ПУЭ РК «Правила устройства электроустановок Республики Казахстан».

Работы по монтажу, наладке и сдаче в эксплуатацию системы автоматизации произвести в соответствии с технической документацией на устанавливаемое оборудование, с соблюдением действующих правил по охране труда и технике безопасности.

5.1.3. Сокращения

IP	Система классификации степеней защиты оболочки электрооборудования от проникновения твёрдых предметов и воды в соответствии с международным стандартом IEC 60530
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
PCY	Распределенная система управления
ИБП	Источник бесперебойного питания
КИП	Контрольно-измерительные приборы
ПЛК	Программируемый логический контроллер

5.2. Краткая характеристика объекта проектирования

Урихтау - нефтегазоконденсатное месторождение, расположено в Мугалжарском районе Актюбинской области Казахстана, в 215 км к югу от города Актобе. Непосредственно граничит с разрабатываемым месторождением Жанажол и месторождением Кожасай. Относится к Восточно-Эмбинской нефтегазоносной области.

Район населён неравномерно.

Сообщение с месторождением осуществляется по улучшенной автомобильной дороге, которая построена для месторождения «Жанажол».

Грунтовые автодороги могут быть использованы только в благоприятное время года. Ближайший населенный пункт с.Сага. В 5,0 км на север от района работ расположен вахтовый поселок «Жанажол».

Климатическая характеристика района строительства (климат резко континентальный, с суровой холодной зимой и сухим жарким летом):

- температура воздуха наиболее холодной пятидневки (0,92) - минус 30 °С;
- температура воздуха наиболее холодной пятидневки (0,98) - минус 33 °С;
- абсолютный минимум температуры воздуха - минус 43°С;
- абсолютный максимум температуры воздуха - плюс 43°С;
- средняя максимальная высота снежного покрова - 41 см;
- расчетное значение веса снегового покрова - 1,2 кПа;
- глубина промерзания грунта - до 166 см;
- годовая скорость ветра - 3,6 м/с;
- нормативное значение ветрового давления - 0,38 кПа;
- сейсмичность - 5 баллов.

Непосредственно рельеф района работ представляет собой приподнятое плато, края которого изрезаны оврагами, балками, промоинами.

Главной водной артерией района является р. Эмба. Она протекает в субмеридиальном направлении по отношению к району работ.

5.3. Структура существующей АСУ ТП

Иерархическая структура существующей АСУ ТП включает в себя три уровня:

I уровень - уровень технических средств САУ – измерительные и управляющие устройства, к которым относятся:

- первичные измерительные преобразователи, предназначенные для преобразования контролируемого параметра в сигнал определенной формы, удобной для дальнейшей обработки и преобразований;
- нормирующие преобразователи, осуществляющие преобразование сигналов от первичных измерительных преобразователей в эквивалентные унифицированные сигналы;
- исполнительные устройства в составе регуляторов и исполнительных механизмов, предназначенных для управления и регулирования технологического процесса.

II уровень - уровень технических средств системы автоматизации – программируемый логический контроллер с модулями ввода / вывода аналоговых и дискретных сигналов, коммуникационными модулями.

III уровень - существующий уровень оперативного персонала АСУ ТП – автоматизированные рабочие места оператора-технолога, реализованные с использованием персональных компьютеров.

Технические средства первого уровня размещаются непосредственно на оборудовании, второго уровня – в шкафах, на проектируемых площадках и третьего уровня – в помещении операторных.

Технические средства первого уровня выполняют следующие функции:

- преобразование контролируемых технологических параметров в типовые электрические сигналы;
- сопряжение средств нижнего уровня АСУ ТП с технологическим оборудованием.

Технические средства второго уровня выполняют следующие функции:

- воспринимают результаты контроля состояния ТОУ (аналоговые и дискретные сигналы нормирующих преобразователей) и выполняют их обработку;
- формируют аналоговые и дискретные управляющие сигналы исполнительных устройств и/или сигналы и команды на изменение функции автоматических регуляторов САУ.

Технические средства третьего уровня обеспечивают ведение базы данных, визуализации состояния технологического оборудования, формирование отчетности, ручное дистанционное управление технологическим оборудованием. Информация, предоставляемая оператору АСУ ТП, может иметь различные виды:

- мнемосхемы отдельных ТОУ с индикацией величин контролируемых параметров;
- обобщенная мнемосхема объекта автоматизации;
- диаграммы изменения контролируемых параметров (текущие и за отчетные промежутки времени: смена, сутки, месяц);

- панели контроля и управления регуляторами;
- аварийные и технологические сообщения.

5.4. Основные проектные решения

Проектными решениями, в части автоматизации технологических процессов, предусматривается комплексное решение вопросов организации дистанционного контроля и управления технологическими процессами. Принятые проектные решения обеспечивают:

- дистанционный контроль и управление технологическими процессами и операциями;
- поддержание оптимальных режимов технологического процесса;
- повышение надежности и безопасности эксплуатации оборудования, установок и процессов;
- снижение капитальных затрат;
- улучшение условий труда и уровня эксплуатации объектов.

Проектом 910979/2023/1-01-АСНГ предусматривается контроль и автоматизация следующих объектов:

- Площадка камеры запуска СОД на существующей ДНС;
- Площадка дренажной емкости;
- Площадки линейных запорных арматур;
- Площадка камеры приема СОД на существующей площадке ПУН;

В объемы автоматизации входят следующие приборы и оборудование:

- Площадка камеры запуска СОД на существующей ДНС
 - РТ-01 - контроль давления в камере запуска дистанционный;
 - РG01 - контроль давления в камере запуска по месту;
 - ZS01 – сигнализатор прохождения скребка в камере запуска;
 - РG03 - контроль давления в линии до электрозадвижки XV015.1 по месту;
 - РТ-02 - контроль давления в камере запуска дистанционный;
 - РG-02 - контроль давления в камере запуска по месту;
 - Дистанционный контроль состояния и управление электрозадвижкой XV015.1.
- Площадки линейных запорных арматур:
 - РG-04 Контроль давления по месту на входе ЭЗ-1.1;
 - РG-05 Контроль давления по месту на выходе ЭЗ-1.1;
 - РG-06 Контроль давления по месту на входе задвижки ПК71+38;
 - РG-07 Контроль давления по месту на выходе задвижки ПК71+38;
 - РG-08 Контроль давления по месту на входе задвижки ПК92+50;
 - РG-09 Контроль давления по месту на выходе задвижки ПК92+50;
 - РG-10 Контроль давления по месту на входе задвижки ПК118+50;
 - РG-11 Контроль давления по месту на выходе задвижки ПК118+50;
 - РG-12 Контроль давления по месту на входе задвижки ПК159+55;
 - РG-13 Контроль давления по месту на выходе задвижки ПК159+55;
 - РG-14 Контроль давления по месту на входе задвижки ПК254+00;
 - РG- Контроль давления по месту на выходе задвижки ПК254+00;
- Площадка камеры приема СОД на существующей площадке ПУН:
 - РТ-03 - контроль давления в камере запуска дистанционный;
 - РG06 - контроль давления в камере запуска по месту;

- ZS02 – сигнализатор прохождения скребка в камере запуска;
- PG03 - контроль давления в линии до электрозадвижки XV2.1 по месту;
- PT-04 - контроль давления в камере запуска дистанционный;
- PG-17 - контроль давления в камере запуска по месту;
- Дистанционный контроль состояния и управление электрозадвижкой XV2.1

–Площадка дренажной емкости ЕП-6

- LG - контроль по месту уровня в емкости

На площадке ДНС сигналы от приборов контроля и исполнительных механизмов площадки камеры запуска СОД подключаются к существующей локальной системе управления (ЛСУ), расположенной в помещении КИПиА блочной насосной Н-2/1,2 ДНС. Также к ЛСУ подключаются сигналы от узла электрозадвижки XV1.1.

Данные с ПЛК ЛСУ передаются в операторную ДНС посредством существующего канала связи. Учитывая малый объем свободных каналов существующей системы, проектом предусматривается дополнение модулями ввода/вывода существующей ЛСУ. Для подключения проектируемых сигналов, на этапе пусконаладочных работ, должно быть выполнено обновление программной конфигурации существующей ЛСУ насосной станции Н-2/1,2 ДНС. Необходимая информация и сигналы для контроля и управления проектируемого оборудования должна быть выведена на АРМ оператора операторной ДНС.

На площадке существующего ПУН ЦПНГ Алибекмола, сигналы от приборов контроля и исполнительных механизмов проектируемой камеры приема скребка площадки СОД подключаются к существующей локальной системе управления ПУН. Для подключения проектируемых сигналов, на этапе пусконаладочных работ, должно быть выполнено обновление программной конфигурации ЛСУ ПУН. Необходимая информация и сигналы для контроля и управления проектируемого оборудования должна быть выведена на АРМ оператора операторной ПУН.

Строительство и ввод в действие проектируемого объекта будет производиться в условиях непрерывной производственной деятельности предприятия.

Сигналы контроля и управления представлены на функциональной схеме автоматизации чертеж 910979/2023/1-01-АСНГ лист 3.

5.5. Система обнаружения газов

Для автоматического непрерывного контроля предельно-допустимой концентрации (ПДК) горючих газов и паров на проектируемых площадках предусматривается установка стационарных газоанализаторов. ПДК сероводорода в смеси с углеводородами C1-C5 согласно ГОСТ 12.1.005-88 составляет 3 мг/м³.

Сигналы от стационарных газоанализаторов ПДК передаются в АСУТП. В системе АСУТП формируются предупредительные и аварийные значения сигнализации загазованности на площадках и в операторной.

Уровень звукового давления генерируемого звуковыми оповещателями будет превышать уровень производственного шума не менее чем на 15 дБ.

Монтаж датчиков и критерии выбора места их расположения на площадках определены из следующих условий:

- возможные источники утечки в пределах контролируемой области;
- плотность газа по отношению к плотности воздуха;

- наличие доступа для проведения технического обслуживания и калибровки.

Стационарные сигнализаторы ПДК устанавливаются на площадках запуска и приема скребка по периметру площадки.

В объемы автоматизации газообнаружения входят следующие приборы и оборудование:

- Площадка камеры запуска СОД на существующей ДНС
 - QT-01...QT-03 - контроль ПДК сероводорода на площадке;
 - HLA-01 – Светозвуковой сигнализатор;
 - SB-01- кнопка опробывания светозвуковой сигнализации;
- Площадка камеры приема СОД на существующей площадке ПУН:
 - QT-04...QT-06 - контроль ПДК сероводорода на площадке;
 - HLA-02 – Светозвуковой сигнализатор;
 - SB-02- кнопка опробывания светозвуковой сигнализации;

5.6. Размещение приборов и монтаж электрических проводов

Контроллеры, источники питания, модули ввода/вывода применены из условия обеспечения эксплуатации при температуре от 0⁰С до +60⁰С.

Контрольно-измерительные приборы, расположенные вне помещений, способны функционировать в промышленной, влажной и коррозионно-активной атмосфере в интервале температур от -36⁰С до +44⁰С.

Приемлемая степень защиты от влаги и проникновения пыли для оборудования, расположенного на открытой площадке, предусматривается не ниже IP65.

Приборы и средства автоматизации, устанавливаемые на наружных площадках, имеющих взрывоопасные зоны, отвечают требованиям «Правил устройства электроустановок Республики Казахстан (ПУЭ РК)», имеют степень защиты, соответствующую этой зоне и выбраны в соответствии с классом взрывоопасности, категорией и группой взрывоопасных смесей.

Основным подходом к обеспечению безопасности является исполнение взрывозащиты приборов Exd (взрывонепроницаемая оболочка), искробезопасная электрическая цепь Ex ia.

Местные показывающие приборы контроля температуры, давления устанавливаются непосредственно на технологическом оборудовании и трубопроводах.

Все приборы и средства автоматизации монтируются с учетом удобства обслуживания, по мере необходимости предусматриваются площадки обслуживания для недоступных по высоте приборов. Монтаж кабельных проводов, приборов и средств автоматизации выполнить в соответствии с СН РК 4.04-07-2023, СП РК 4.02-103-2012, ПУЭ РК и заводской инструкции на установку приборов.

Кабельные трассы цепей управления и сигнализации выполнены контрольными кабелями с медными жилами различной емкости. Типы кабелей выбираются согласно инструкций на приборы.

Проектным решением прокладка кабелей от технологических площадок к операторной выполняется в траншее, в кабельных коробах по существующей кабельной эстакаде, на

технологических площадках прокладка кабеля предусматривается в трубах. При переходе через дороги предусматривается защита кабелей полиэтиленовой трубой высокой степени жесткости.

Предусматривается отдельная прокладка искробезопасных, незащищенных и силовых кабелей КИПиА друг от друга и от электрических силовых кабелей (всех уровней напряжения).

При прокладке кабелей в земле соблюдены нормируемые расстояния по ПУЭ от различных подземных коммуникаций и выполнена защита кабелей при их выходе из земли стальными трубами.

Ввод кабелей в КИП и клеммные коробки предусматривается через сертифицированные уплотнительные кабельные вводы.

Для защиты от электромагнитных и радиочастотных помех предусматривается использование экранированных кабелей.

Для механической защиты кабеля при прокладке в траншее предусмотрен бронированный кабель.

5.7. Требования к организации электропитания

Основными рабочими источниками питания ЛСУ служат однофазные сети переменного тока напряжением 220В (+10%, -15%), частотой 50 ± 1 Гц.

Резервированные источники питания обеспечивают электроснабжение шкафов в случае пропадания напряжения основного рабочего источника. В качестве резервного источника питания предусмотрен источник бесперебойного питания, емкость аккумуляторной батареи которого должна обеспечивать непрерывную работу при пропадании рабочего питания с сохранением всех функций (включая питание датчиков) в течении 0,5 часа.

Должна быть предусмотрена возможность автоматического переключения аппаратуры с рабочих источников питания на резервные и наоборот.

5.8. Защитные меры

Проектом предусматривается ряд мероприятий по технике безопасности, промсанитарии и противопожарной безопасности в целях предупреждения несчастных случаев и обеспечения нормальных и комфортных условий труда и отдыха в соответствии с действующими в РК стандартами и нормами.

Основными мероприятиями являются:

- герметизированная схема технологического процесса;
- 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 СП РК 3.01-103-2012 с учетом функционального назначения и розы ветров;
- защитное заземление;
- защита окружающей среды.

5.8.1. Заземление

Защитное заземление является основным средством защиты персонала от поражения электрическим током в соответствии с СН РК 4.04-07-2023, ПУЭ, ГОСТ 12.1.030-81.

Для обеспечения безопасности людей все электрооборудование должно быть надежно заземлено. Устройства для подключения защитного заземления средств автоматизации предусматриваются в электротехническом разделе.

Монтаж заземляющих устройств выполнить в соответствии с требованиями 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.

В цепи заземляющих и нулевых защитных проводников не должно быть разъединяющих приспособлений и предохранителей.

Заземляющие проводники прокладываются открыто непосредственно по стенам. Прокладка заземляющих проводников в местах прохода через стену и перекрытие должна выполняться, как правило, с их непосредственной заделкой. В этих местах проводники не должны иметь соединений и ответвлений.

Присоединение заземляющих и нулевых защитных проводников к частям электрооборудования должно быть выполнено сваркой или болтовым соединением.

5.8.2. Сигнализация

Система аварийной сигнализации предусматривают сохранение сигнала аварии до его снятия оператором или диспетчером, даже если причина аварии за это время исчезла.

5.8.3. Защита окружающей среды

Проектируемая система автоматизации строится на совместном применении средств вычислительной техники, комплекса микропроцессорных аппаратно-программных средств, средств связи и передачи информации.






В целом проектируемая система является экологически чистой и не оказывает вредного воздействия на окружающую природную среду.

В число функций, реализуемых АСУ ТП, входят и функции, способствующие выполнению мероприятий по предупреждению и уменьшению загрязнения почвы и атмосферного воздуха промышленными аварийными выбросами, т.е. функции по охране окружающей природной среды. Выполнение этих функций обеспечивается в основном техническими средствами, предназначенными для решения оперативных задач АСУ ТП по контролю и управлению технологическим процессом, и не требуют дополнительных капитальных затрат.

Проектируемая АСУ ТП позволяет осуществить следующие основные функции по охране окружающей природной среды:

- прогнозирование и предотвращение аварийных ситуаций за счет проведения диагностики состояния технологического оборудования и самой системы управления, что способствует своевременному проведению ремонтно-восстановительных работ и повышает общую надежность функционирования всего технологического комплекса;
- сигнализацию верхних аварийных уровней жидкости (угроза переполнения) в технологических емкостях и аппаратах.

6. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

						910979/2023/1-01-ПЗ.ЭМ		
Изм.	Кол уч	Лист	№ док	Подп	Дата	Строительство нефтепровода ДНС Урихтау-ЦПНГ Алибекмола Пояснительная записка		
Разраб.		Айтжан			05.24			
Провер.		Гриценко			05.24			
Т.контр		Гриценко			05.24			
Н.контр		Белгиев			05.24			
ГИП		Кривошеев			05.24	Стад Лист Листов РП 97 8 Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз»		

СОДЕРЖАНИЕ

6.1	Исходные данные	99
6.2	Существующее положение.....	100
6.2.1	Площадка ДНС на м/р Урихтау	100
6.2.2	Площадка ЦПНГ месторождения «Алибекмола».....	100
6.3	Потребители электрической энергии и электрические нагрузки	100
6.4	Основные проектные решения.....	101
6.4.1	Площадка ДНС Урихтау.....	101
6.4.2	Площадка ЦПНГ месторождения «Алибекмола».....	102
6.4.3	Прокладка кабелей	102
6.5	Защитные мероприятия	103

6.1 Исходные данные

Электротехнический раздел «Электрооборудование» рабочего проекта «Строительство нефтепровода ДНС Урихтау-ЦПНГ Алибекмола» разработан на основании:

- договора №910979/2023/1 от 13.10.2023г. на разработку проектно-сметной документации «Нефтепровод от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола»;
- технического задания на проектирование объекта «Нефтепровод от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола»;
- технических условий на подключение к существующей системе электроснабжения проектируемых электропотребителей номинальным напряжением 0,4 кВ, выданных ТОО «Урихтау Оперейтинг»;
- материалов инженерных изысканий;
- технологических решений смежных разделов проекта.

Настоящий раздел проекта включает в себя электроснабжение:

- электрооборудования проектируемой площадки камеры запуска СОД на существующей технологической площадке ДНС месторождения «Урихтау»;
- электрооборудования проектируемой площадки камеры приема СОД на существующей технологической площадке ЦПНГ месторождения «Алибекмола»;
- электрооборудование узла линейной запорной арматуры на пикете ПК2+10 нефтепровода.

Настоящий раздел проекта включает в себя электроснабжение электропривода задвижки проектируемой площадки камеры запуска СОД, электропривода отсекающей задвижки на проектируемой площадке кранового узла и электроснабжение электрического клапана на узле подключения новой насосной, расположенных на существующей технологической площадке ДНС месторождения Урихтау, а также электроснабжение электропривода задвижки на проектируемой площадке камеры приема СОД существующей технологической площадке ЦПНГ Алибекмола.

Район выполнения работ расположен на территории Мугалжарского района Актюбинской области Республики Казахстан. Районный центр, посёлок городского типа Эмба, расположен на расстоянии 56 км. Областной центр – г.Актобе, расположен на расстоянии 350 км. от района работ. Сообщение с районным центром – по дороге с твёрдым покрытием. Сообщение с областным центром – по асфальтированной дороге (через м/р Кенкияк) и воздушным транспортом. Передвижение по участку работ – по просёлочным дорогам, которые в сухое время года пригодны для всех видов транспорта, а в период распутицы – для вездеходного автомобильного транспорта и для транспорта на гусеничном ходу.

Проект разработан с учетом природно-климатических характеристик района строительства.

По классификации ПУЭ РК территория района строительства относится к IV ветровому району. На высоте 15 м от земли максимальный скоростной напор ветра составляет 65 кГ/м², максимальная скорость ветра – 32 м/с, повторяемость максимального скоростного напора – 1 раз в 10 лет.

Район по гололеду согласно ПУЭ РК – III, расчетная толщина стенки гололеда – 15 мм, максимальная толщина обледенения – 15мм, повторяемость – 1 раз в 10 лет.

Продолжительность гроз – от 20 до 40 часов в год.

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

В данном проекте все технические решения по электроснабжению и электрооборудованию проектируемых объектов приняты и разработаны в соответствии с нормативными документами Республики Казахстан (РК).

Основные нормативные документы, принятые для руководства при проектировании, представлены ниже:

- Правила устройства электроустановок Республики Казахстан (ПУЭ РК);
- Строительные Нормы Республики Казахстан "Электротехнические устройства" (СН РК 4.04-07-2023);
- Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования (РД 153-34.0-20.527-98);
- Устройство молниезащиты зданий и сооружений (СП РК 2.04-103-2013);
- Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений (ВНТП-3-85).

6.2 Существующее положение

6.2.1 Площадка ДНС на м/р Урихтау

На технологической площадке ДНС, реконструируемой в рамках данного проекта, имеются распределительные устройства номинальным напряжением 6 кВ и 0,4 кВ, а также разветвленные сети номинальным напряжением 6 кВ и 0,4 кВ.

Подключение проектируемых нагрузок номинальным напряжением 0,4 кВ предусматривается выполнить от существующих распределительных устройств:

- Электродвигатель Э31 (узел запуска скребка) - от существующей РП-0,4 кВ площадки установки осушки газа (УОГ);
- Электродвигатель Э31.1 (на узле ЛЗА, ПК2+10,0) - от существующей ШР-0,4 кВ блочного газораспределительного пункта (ПГБ);
- Электроклапан КЗ - от 1-й секции шин ШСУ-0,4 кВ РУ-0,4 кВ подстанции 2БКТПН 6/0,4 кВ 2х630 кВА «ДНС-2».

6.2.2 Площадка ЦПНГ месторождения «Алибекмола»

На технологической площадке ЦПНГ месторождения «Алибекмола», реконструируемой в рамках данного проекта, имеются распределительные устройства номинальным напряжением 6 кВ и 0,4 кВ, а также разветвленные сети номинальным напряжением 6 кВ и 0,4 кВ.

Подключение проектируемых нагрузок номинальным напряжением 0,4 кВ предусматривается выполнить от существующих распределительных устройств, а именно от подстанции КТПН-6/0,4 кВ 63 кВА «ПУН» (Алибекмола).

6.3 Потребители электрической энергии и электрические нагрузки

Потребителями электрической энергии данной части проекта являются электропотребители следующих технологических установок и объектов: электропривода на камерах запуска и приема скребка, электропривод узла линейной запорной арматуры, системы наружного освещения, система электрообогрева технологических трубопроводов.

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

Расчет электрических нагрузок потребителей электроэнергии приведен в таблице 6.3.1.

Суммарная установленная мощность проектируемых потребителей технологических площадок ДНС и ЦПНГ Алибекмола составляет – 13,34 кВт, суммарная расчетная мощность – 3,53 кВт.

В соответствии с ВНТП 3-85 электрифицированные задвижки ЭЗ-1, ЭЗ-1.1 и ЭЗ-2 отнесены к II категории по степени надёжности электроснабжения по классификации ПУЭ. Остальное электрооборудование отнесено к III категории электроснабжения.

Таблица 6.3.1 Расчет электрических нагрузок проектируемых потребителей.

№	Наименование потребителей и позиционные обозначения	$P_{уст},$ кВт	$\cos\phi$	$\tan\phi$	$P_{расч},$ кВт	$Q_{расч},$ кВАр	$S_{расч},$ кВА
1	Электропривод задвижки ЭЗ-1	3,77	0,85	0,62	0,75	0,46	0,87
2	Электропривод задвижки ЭЗ-1.1	3,77	0,85	0,62	0	0	0
3	Электропривод задвижки ЭЗ-2	3,77	0,85	0,62	0,75	0,46	0,87
4	Электропривод клапана К-3	0,73	0,85	0,62	0,73	0,45	0,85
5	Электропотребители системы обогрева технологических трубопроводов	0,9	0,95	0,33	0,9	0,29	0,94
6	Электропотребители системы наружного освещения, МЗ	0,4	0,95	0,33	0,4	0,13	0,42
	Итого:	12,61			3,53	1,79	3,95

Годовое потребление вновь проектируемых электропотребителей технологических площадок ДНС и ЦПНГ Алибекмола при годовом числе использования максимума нагрузки 6500 часов:

$$W_{\Sigma} P_{расч} \times T_{max} = 3,53 \times 6500 = 22945 \text{ кВт/час.}$$

6.4 Основные проектные решения

6.4.1 Площадка ДНС Урихтау

Настоящий раздел проекта включает в себя электроснабжение электропотребителей проектируемой площадки камеры запуска СОД и узла линейной запорной арматуры на существующей технологической площадке ДНС месторождения Урихтау.

Электроприводы задвижек имеют встроенные органы управления и включают в свой состав коммутационный аппарат. В качестве источника питания для проектируемых нагрузок площадки камеры запуска СОД принять существующий РП Установки осушки газа (УОГ). Для узла линейно-запорной арматуры в качестве источника электроэнергии для проектируемых нагрузок принять существующий ШР площадки ПГБ. В качестве источника электроэнергии для электропривода клапана К-3 принять существующее ШСУ-0,4кВ (1-ая секции шин) РУ-0,4 кВ подстанции 2БКТПН 6/0,4 кВ 2х630 кВА «ДНС-2» Подключение идет посредством установки в НКУ новых автоматических выключателей.

Освещение площадки предусматривается посредством установки прожекторной мачты, выполненный на базе железобетонной стойки СВ-164.

На мачте устанавливаются по два светодиодных прожектора мощностью по 200 Вт каждый.

Управление освещением предусматривается посредством существующего ящика управления освещением типа ЯУО, подключение идет шлейфом от ближайшей существующей мачты освещения.

6.4.2 Площадка ЦПНГ месторождения «Алибекмола»

Настоящий раздел проекта включает в себя электроснабжение электропотребителей проектируемой площадки камеры приема СОД и системы электрообогрева технологических трубопроводов на существующей площадке ЦПНГ «Алибекмола».

Электропривод задвижки имеет встроенные органы управления и включают в свой состав коммутационный аппарат. В качестве источника питания для электропривода задвижки М-ЭЗ2 площадки камеры приема СОД принять существующее распределительный шкаф ШР-0,4 кВ запитанный от подстанции КТПН-6/0,4 кВ 63 кВА «ПУН» (Алибекмола).

В качестве источника питания для системы электрообогрева принять существующий шкаф электрообогрева ШУЭО запитанный от КТПН-6/0,4 кВ 63 кВА «ПУН» (Алибекмола).

Систему электрообогрева технологических трубопроводов предусматривается выполнить на специализированном оборудовании фирмы «Raychem» и в соответствии с требованиями производителя по монтажу.

Потребителем проектируемой системы электрообогрева является саморегулируемый греющий кабель фирмы «Raychem», уложенный под теплоизоляцию технологических трубопроводов и аппаратов и обеспечивающий необходимую компенсацию тепловых потерь в холодное время года.

Система электрообогрева выполняется с применением расчетов и оборудования компании «Raychem» с целью поддержания на трубопроводах температуры (не ниже +5°С) путем компенсации тепловых потерь.

На трубопроводы нагревательные секции монтируются путем продольной укладки нагревательной ленты в одну нитку.

Все тепловые зоны система электрообогрева, запроектированные в данном разделе, управляется посредством блок-контакта регулятора температуры окружающей среды, воздействующего на пускатель, установленный последовательно с вводным автоматическим выключателем. Температурный диапазон, выставленный на регуляторе, может корректироваться по результатам эксплуатации системы.

Система спроектирована в соответствии с требованиями ПУЭ РК для взрывоопасных зон.

Система обеспечивает аварийное автоматическое отключение при возникновении коротких замыканий, а также при превышении допустимого значения тока утечки на землю 30мА.

6.4.3 Прокладка кабелей

Прокладка кабелей проектируемых потребителей данного проекта предусматривается по существующим и проектируемым кабельным эстакадам, а также местами подземно в траншее.

Кабели, прокладываемые открыто на воздухе, имеют защитную оболочку, устойчивую к солнечной радиации. Радиусы внутренней кривой изгиба кабелей при

выполнении кабельных разделок и при прокладке кабелей должны иметь по отношению к их наружному диаметру кратности не менее указанных в стандартах или ТУ на соответствующие марки кабелей.

При подземной прокладке в траншеях кабели укладываются на песчаную постель и засыпаются сверху песком. На участках с движением автотранспорта и на пересечениях с коммуникациями кабели защищаются трубами.

При подземной прокладке, по трассе кабелей в траншее прокладывается специальная предупреждающая сигнальная лента.

Для подземной прокладки приняты бронированные кабели, имеющие защитную оболочку от механических повреждений и наружную защитную оболочку, предохраняющую от коррозии.

Минимальное сечение жил силовых и контрольных кабелей принимается $2,5 \text{ мм}^2$.

Прокладка кабелей должна быть выполнена в соответствии с ПУЭ РК, СН РК 4.04-07-2023.

6.5 Защитные мероприятия

Для защиты персонала от поражения электрическим током проектом предусматривается заземление всех вновь строящихся технологических объектов и электрооборудования.

Все проводники выбираются по допустимым длительным токам с учетом необходимого резерва по пропускной способности.

Силовые кабели напряжением 0,4 кВ проверены на термическую устойчивость при коротких замыканиях. Для всех проводников выполнена проверка плотности тока нагрева и отклонения напряжения в нормальном и после аварийном режимах.

Для номинального режима работы падение напряжения на кабельных линиях не превышает 5% от номинального напряжения.

Все кабельные линии защищены от коротких замыканий установленными в распределительных щитах автоматическими выключателями с токовыми отсечками и максимальной токовой защитой.

Все сооружения запроектированы с учетом требований по взрыво - и пожаробезопасности.

Для защиты пространства над дыхательным клапаном дренажной емкости проектом предусматривается установка молниеприемника на мачте освещения, который защищает пространство над дыхательным клапаном, граница пространства цилиндр диаметром 5 м и высотой 2,5 м. Молниеприемник полностью покрывает данное пространство.

Молниеприёмник присоединяется к заземляющему устройству, в качестве которого используется заземляющее устройство электроустановок.

Также защита от прямых ударов молнии наружных установок с взрывоопасными зонами класса В-1г обеспечивается их присоединением к заземлителям.

Выполненное по нормам электробезопасности 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 на входе в технологические площадки.

В соответствии с нормативным документом «Устройство молниезащиты зданий и сооружений» (СП РК 2.04-103-2013) все металлические конструкции технологического оборудования должны быть соединены с контуром заземления.

Проектом предусматривается выполнение защитных мер электробезопасности в полном объеме, зануление и заземление обеспечивают автоматическое отключение поврежденной фазы аппаратом защиты в начале аварийного участка.

7. АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА

[illegible]

ОГЛАВЛЕНИЕ

7. Антикоррозионная защита	107
7.1. Общие положения	107
7.2. Исходные данные	107
7.3. Основные технические решения по антикоррозийной защите.....	108
7.4. Монтаж и пуско-наладка	112

7. Антикоррозионная защита

7.1. Общие положения

Раздел Антикоррозийная защита рабочего проекта «Нефтепровод от ДНС до ЦПНГ Алибекмола» разработан на основании:

- Задания на разработку рабочего проекта;
- Инженерно-геодезических и инженерно-геологических изысканий;
- Технологических решений смежных разделов рабочего проекта.

Раздел Антикоррозийная защита разработан в полном соответствии со следующими действующими нормами и правилами:

- Правила устройства электроустановок Республики Казахстан – ПУЭ РК;
- Строительные Нормы "Электротехнические устройства" (СН РК 4.04-07-2023);
- Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355);
- ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;
- СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
- При разработке раздела Антикоррозийная защита в качестве рекомендуемых требований использованы следующие нормы и правила:
- УПР.ЭХГ-01-2007 «Узлы и детали установок электрохимической защиты подземных коммуникаций от коррозии».

7.2. Исходные данные

Район выполнения работ расположен на территории Мугалжарского района Актюбинской области Республики Казахстан. Районный центр, посёлок городского типа Эмба, расположен на расстоянии 56 км. Областной центр – г.Актобе, расположен на расстоянии 350 км. от района работ. Сообщение с районным центром – по дороге с твёрдым покрытием. Сообщение с областным центром – по асфальтированной дороге (через м/р Кенкияк) и воздушным транспортом. Передвижение по участку работ – по просёлочным дорогам, которые в сухое время года пригодны для всех видов транспорта, а в период распутицы – для вездеходного автомобильного транспорта и для транспорта на гусеничном ходу.

Подробная природно-климатическая характеристика района строительства представлена в общей части пояснительной записки.

В соответствии с техническими решениями, принятыми в технологическом разделе настоящего рабочего проекта, разделом АЗ предполагается защита защитных кожухов для пересечений проектируемой автодороги с существующими трубопроводами:

- кожух диаметром 426х10мм L=13м, 2шт;
- кожух диаметром 426х10мм L=10м, 9шт;
- кожух диаметром 426х10мм L=17м, 4шт;
- кожух диаметром 426х10мм L=7м, 12шт;

- кожух диаметром 426х10мм L=8м, 1шт;
- кожух диаметром 426х10мм L=80м, 1шт;
- кожух диаметром 426х10мм L=34м, 2шт;
- кожух диаметром 426х10мм L=20м, 3шт;
- кожух диаметром 426х10мм L=9м, 1шт;
- кожух диаметром 426х10мм L=12м, 1шт;
- кожух диаметром 426х10мм L=11м, 1шт;
- кожух диаметром 426х10мм L=25м, 1шт;
- кожух диаметром 426х10мм L=15м, 1шт;
- кожух диаметром 530х10мм L=47м, 1шт;
- кожух диаметром 325х8,0мм L=16м, 1шт.

Защита кожухов от подземной коррозии независимо от коррозионной агрессивности грунта и района их прокладки, должна осуществляться комплексно: защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты (далее по тексту - ЭХЗ).

Коррозионная активность грунта к углеродистой стали – высокая.

Грунтовые воды во время проведения изысканий по оси трубопроводов не вскрыты скважинами до глубины – 3,0 м от дневной поверхности.

Согласно инженерно-геологическим изысканиям на участке строительства трубопроводов удельное электрическое сопротивление от 53,11 до 91,32 Ом*м.

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

7.3. Основные технические решения по антикоррозионной защите

Все основные технические решения по антикоррозионной защите подземных стальных сооружений приняты в соответствии с нормативными требованиями ГОСТ 9.602-2016 "Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии".

Антикоррозионная защита кожухов запроектирована с использованием магниевых протекторов. В соответствии с требованиями СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 "Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии", минимальный защитный потенциал «сооружение-земля» (относительно медносульфатного электрода сравнения) для исходных условий строительства должен быть не менее минус 0,85 В; максимальное значение защитного потенциала в точке дренажа не должно превышать минус 1.15 В. Естественный потенциал труба-земля для проектируемых стальных сооружений принят равным минус 0,55 В.

Расчет параметров и характеристик установок электрохимической защиты произведен в программной среде ElectricS ECP rev. 6 в соответствии методическими указаниями СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

На пересечениях проектируемой автомобильной дороги с существующими трубопроводами было принято решение защитить трубопроводы защитными кожухами от Ø325х8 до Ø530х10. Подвод защитного потенциала к стальным кожухам осуществляется от магниевых протекторов типа ПМ-10У. Магниевые протекторы устанавливаются в сверленные котлованы Ду 300 мм глубиной 3 м расположенных на удалении не более от одной десятой

длины кожуха от защищаемого кожуха. Кабельная дренажная линия выполнена медным кабелем в ПВХ изоляции, прокладываемой в земле в траншее на глубине 0,7 м от уровня планировочной отметки грунта. Количество протекторов определяется расчетом ниже.

Данные для расчета защиты кожухов Ø426x10:

№ пп	Обозн. по РД	Значение	Ед. Изм.	Примечание
1		ПМ10У		Тип протектора
2	ρ_m	0.018	$Ом \cdot мм^2 / м$	Удельное сопротивление провода
3	l_n	10	$м$	Длина соединительного провода
4	S_n	6	$мм^2$	Сечение соединительного провода
5	ρ_{zn}	91.32	$Ом \cdot м$	Удельное сопротивление грунта в месте установки протектора
6	ρ_a	1.6	$Ом \cdot м$	Удельное сопротивление активатора
7	h	2.5	$м$	Глубина установки протектора (от поверхности земли до середины протектора)
8	U_n	-1.6	$В$	Стационарный потенциал протектора
9	U_{mk}	-0.85	$В$	Минимальная защитная разность потенциалов кожух-земля
10	U_{ek}	-0.6	$В$	Естественная разность потенциалов кожух-земля
11	ρ_z	91.32	$Ом \cdot м$	Удельное сопротивление грунта вдоль кожуха
12	$R_{из.к}$	10000	$Ом \cdot м^2$	Сопротивление изоляции кожуха
13	D_k	0.426	$м$	Диаметр кожуха
14	T	15	$лет$	Срок действия защиты кожуха
15	L_k	80	$м$	Длина кожуха
16	γ	0.125	1/год	Коэффициент старения изоляции кожуха
17	H_k	2	$м$	Глубина заложения кожуха
18	ρ_k	0.245	$Ом \cdot м$	Удельное электрическое сопротивление материала кожуха
19	δ_k	10	$мм$	Толщина стенки кожуха

Результаты расчета защиты кожухов Ø426x10:

№ пп	Обозн. по РД	Результат	Ед. Изм.	Примечание
1	R_{np}	0.03	$Ом$	Сопротивление провода, соединяющего протектор с трубопроводом
		$(0.018 \cdot 10) / 6$		$R_{np} = 1,8 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{l_n}{S_n},$ (7.40)
2	R_{pn}	43.1	$Ом$	Сопротивление растеканию протектора
		$0.47 \cdot 91.32 + 0.18$		$R_{pn} = A \cdot \rho_r + B,$ (7.41)
3	$R_{пк}$	43.13	$Ом$	Сопротивление цепи протектор-кожух
		$0.03 + 43.1$		$R_{пк} = R_{np} + R_{pn}.$ (8.8)
4	$U_{кзм}$	-0.25	$В$	Минимальное смещение разности потенциалов кожух-земля
		$-0.85 - -0.6$		$U_{кзм} = U_{\kappa} - U_{ок},$ (8.7)
5	R_k	$1.876E-5$	$Ом / м$	Продольное сопротивление кожуха
		$0.245 / (3.14 \cdot (0.426 \cdot 1000 - 10) \cdot 10)$		$R_k = \frac{\rho_k}{\pi(D_k - \delta_k) \cdot \delta_k},$ (8.12)

№ пп	Обозн. по РД	Результат	Ед. Изм.	Примечание
6	R_{pk}	326.2	$Ом \cdot м^2$	Сопротивление растеканию тока кожуха
	$91.32 \cdot 0.43/2 \cdot \ln((0.4 \cdot 326.20) / (0.43 \cdot 0.43 \cdot 2.00 \cdot 0.00))$			$R_p = \frac{\rho_r \cdot D_r}{2} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot R_p}{D_r^2 \cdot H_r \cdot R_r}, \quad (7.4)$
7	R'_{pk}	243.8	$Ом \cdot м$	Сопротивление растеканию тока кожуха на единицу длины
	$91.32/(2 \cdot 3.14) \cdot \ln((0.4 \cdot 3.14 \cdot 243.80) / (0.43 \cdot 2.00 \cdot 0.00))$			$R'_p = \frac{\rho_r}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot \pi \cdot R'_p}{D_r \cdot H_r \cdot R_r}, \quad (7.5)$
8	$R_{пнк}$	10326	$Ом \cdot м^2$	Начальное переходное сопротивление кожуха
	326.20 + 10000.00			$R_{пн} = R_{пз} + R_p, \quad (7.3)$
9	$R_{пнк}(t)$	1390	$Ом \cdot м$	Переходное сопротивление кожуха на единицу длины на конец срока эксплуатации
	$91.32/(2 \cdot 3.14) \cdot \ln((0.4 \cdot 3.14 \cdot 243.80) / (0.43 \cdot 2.00 \cdot 0.00)) + 10000 \cdot (\exp(-15 \cdot 0.125)) / (3.14 \cdot 0.426)$			$R_{пнк}(t) = \frac{\rho_r}{2\pi} \ln \frac{0,4\pi \cdot R_{пк}}{D_k \cdot H_k \cdot R_k} + \frac{R_{пнк}}{\pi D_k} \cdot e^{-\gamma t}, \quad (8.13)$
10	$i_{пк}$	0.01686	A	Сила тока в цепи протектор-кожух
	$((-1.6 - 0.6 - 1.15 \cdot -0.25 - 0.064 \cdot 0.23) / 43.13)$			$I_{пк} = \frac{U_{пн} - U_{пк} - 1,1 \cdot U_{пнк} - 0,064 \cdot S_{пн}}{R_{пк}}, \quad (8.6)$
11	$l_{зкл}$	69.42	$м$	Длина участка кожуха, защищаемого протектором на конец периода работы
	$\text{abs}((0.02 \cdot 10326.00 \cdot \exp(-0.13 \cdot 15.00)) / (3.14 \cdot 1.15 \cdot -0.25 \cdot 0.43))$			$l_{зкл} = \frac{I_{пн} \cdot R_{пнк} \cdot e^{-\gamma t_{пн}}}{1,15 \cdot \pi \cdot U_{пнк} \cdot D_k}, \quad (8.9)$
12	N	1.152	$шт$	Количество протекторов, необходимых для защиты без округления
	80/69.42			$N_{пн} = \frac{l_k}{l_{зкл}}, \quad (8.10)$
13		2	$шт$	Количество протекторов, необходимых для защиты

Данные для расчета защиты кожухов Ø530x10:

№ пп	Обозн. по РД	Значение	Ед. Изм.	Примечание
1		ПМ10У		Тип протектора
2	ρ_m	0.018	$Ом \cdot мм^2 / м$	Удельное сопротивление провода
3	l_n	10	$м$	Длина соединительного провода
4	S_n	6	$мм^2$	Сечение соединительного провода
5	ρ_{zn}	91.32	$Ом \cdot м$	Удельное сопротивление грунта в месте установки протектора
6	ρ_a	1.6	$Ом \cdot м$	Удельное сопротивление активатора
7	h	2.5	$м$	Глубина установки протектора (от поверхности земли до середины протектора)
8	U_n	-1.6	B	Стационарный потенциал протектора
9	$U_{мк}$	-0.85	B	Минимальная защитная разность потенциалов кожух-земля
10	$U_{ек}$	-0.6	B	Естественная разность потенциалов кожух-земля
11	ρ_z	91.32	$Ом \cdot м$	Удельное сопротивление грунта вдоль кожуха
12	$R_{из.к}$	10000	$Ом \cdot м^2$	Сопротивление изоляции кожуха
13	D_k	0.530	$м$	Диаметр кожуха

№ пп	Обозн. по РД	Значение	Ед. Изм.	Примечание
14	T	15	лет	Срок действия защиты кожуха
15	L_k	47	м	Длина кожуха
16	γ	0.125	1/год	Коэффициент старения изоляции кожуха
17	H_k	2	м	Глубина заложения кожуха
18	ρ_k	0.245	Ом·м	Удельное электрическое сопротивление материала кожуха
19	δ_k	10	мм	Толщина стенки кожуха

Результаты расчета защиты кожухов Ø530х10:

№ пп	Обозн. по РД	Результат	Ед. Изм.	Примечание
1	R_{np}	0.03	Ом	Сопротивление провода, соединяющего протектор с трубопроводом
		$(0.018 \cdot 10)/6$		$R_{np} = 1,8 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{I_n}{S_n}, \quad (7.40)$
2	R_{pn}	43.1	Ом	Сопротивление растеканию протектора
		$0.47 \cdot 91.32 + 0.18$		$R_{pn} = A \cdot \rho_r + B, \quad (7.41)$
3	$R_{пк}$	43.13	Ом	Сопротивление цепи протектор-кожух
		$0.03 + 43.1$		$R_{пк} = R_{np} + R_{pn}. \quad (8.8)$
4	$U_{кзм}$	-0.25	В	Минимальное смещение разности потенциалов кожух-земля
		-0.85--0.6		$U_{кзм} = U_{\pi} - U_{\sigma k}, \quad (8.7)$
5	R_k	1.5E-5	Ом/м	Продольное сопротивление кожуха
		$0.245/(3.14 \cdot (0.53 \cdot 1000 - 10) \cdot 10)$		$R_k = \frac{\rho_k}{\pi(D_k - \delta_k) \cdot \delta_k}, \quad (8.12)$
6	R_{pk}	405.9	Ом·м ²	Сопротивление растеканию тока кожуха
		$91.32 \cdot 0.53/2 \cdot \ln((0.4 \cdot 405.90)/(0.53 \cdot 0.53 \cdot 2.00 \cdot 0.00))$		$R_p = \frac{\rho_r \cdot D_r}{2} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot R_p}{D_r^2 \cdot H_r \cdot R_r}, \quad (7.4)$
7	R'_{pk}	243.9	Ом·м	Сопротивление растеканию тока кожуха на единицу длины
		$91.32/(2 \cdot 3.14) \cdot \ln((0.4 \cdot 3.14 \cdot 243.90)/(0.53 \cdot 2.00 \cdot 0.00))$		$R'_p = \frac{\rho_r}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot \pi \cdot R'_p}{D_r \cdot H_r \cdot R_r}, \quad (7.5)$
8	$R_{пнк}$	10406	Ом·м ²	Начальное переходное сопротивление кожуха
		$405.90 + 10000.00$		$R_{\pi} = R_{\pi 0} + R_p, \quad (7.3)$
9	$R_{пнк}(t)$	1165	Ом·м	Переходное сопротивление кожуха на единицу длины на конец срока эксплуатации
		$91.32/(2 \cdot 3.14) \cdot \ln((0.4 \cdot 3.14 \cdot 243.90)/(0.53 \cdot 2.00 \cdot 0.00)) + 10000 \cdot (\exp(-15 \cdot 0.125))/(3.14 \cdot 0.53)$		$R_{пнк}(t) = \frac{\rho_r}{2\pi} \ln \frac{0,4\pi \cdot R_{pk}}{D_k \cdot H_k \cdot R_k} + \frac{R_{пнк}}{\pi D_k} \cdot e^{-\gamma t}, \quad (8.13)$
10	$i_{пк}$	0.01686	А	Сила тока в цепи протектор-кожух
		$((-1.6--0.6-1.15 \cdot -0.25-0.064 \cdot 0.23)/43.13)$		$I_{пк} = \frac{U_{\pi} - U_{\sigma k} - 1,1 \cdot U_{кзм} - 0,064 \cdot S_{\pi}}{R_{пк}}, \quad (8.6)$
11	$l_{зкл}$	56.23	м	Длина участка кожуха, защищаемого протектором на конец периода работы

№ пп	Обозн. по РД	Результат	Ед. Изм.	Примечание
		$\text{abs}((0.02 * 10406.00 * \exp(-0.13 * 15.00)) / (3.14 * 1.15 * 0.25 * 0.53))$		$I_{\text{зщ}} = \frac{I_{\text{п}} \cdot R_{\text{тек}} \cdot e^{-\gamma T_{\text{п}}}}{1,15 \cdot \pi \cdot U_{\text{тек}} \cdot D_{\text{к}}}, \quad (8.9)$
12	N	0.8359	шт	Количество протекторов, необходимых для защиты без округления
		47/56.23		$N_{\text{п}} = \frac{I_{\text{к}}}{I_{\text{зщ}}}, \quad (8.10)$
13		1	шт	Количество протекторов, необходимых для защиты

В соответствии с рекомендациями завода - изготовителя, рабочим проектом предусматривается плановая замена протекторов ПМ-10У с интервалом в 10 лет.

Подключение измерительных и силовых проводников к защищаемым кожухам производится в земле в траншее с путем приварки электрической сваркой переходной пластины в соответствии с типовым чертежом №УПР.ЭХЗ-01-2007-ЭХЗ.158. Узлы подключения проводов к трубопроводам после монтажа должны быть тщательно за изолированы путем заливки битумом во временную форму из тали или бумаги.

Для соединения измерительных, дренажных кабелей, а также контроля и регулирования защитного потенциала сооружений рабочим проектом предусматривается установка контрольно-измерительных пунктов (далее по тексту – КИП). КИП для контроля и регулирования защитного потенциала сооружения комплектуется электродами сравнения неполяризуемыми типа ЭНЕС-1 со вспомогательными электродами. КИП устанавливаются в местах установки защитных кожухов при пересечения проектируемых трубопроводов со сторонними коммуникациями и автомобильными дорогами.

Места размещения средств ЭХЗ проектируемых подземных сооружений показаны на плане в графической части настоящего рабочего проекта.

7.4. Монтаж и пуско-наладка

Для производства работ по монтажу и пуско-наладке средств ЭХЗ необходимо привлечение специализированной организации, имеющей лицензию, персонал с достаточной квалификацией, опыт работы и оборудование для проведения данных работ.

Монтаж средств ЭХЗ следует производить одновременно, в течение периода не более 3 месяцев после укладки и засыпки участка трубопровода, В процессе монтажа трубопроводов необходимо систематически (еженедельно и дополнительно при присоединении новых участков трубопровода к ранее смонтированным участкам, соединенным с магнелиевыми протекторами на площадках СКЗ) производить контроль уровней защитного потенциала на кожухах с использованием стационарных средств в КИП и с использованием переносных приборов с записью результатов в рабочий журнал контроля средств ЭХЗ.

Измерение поляризационных потенциалов производить по методике, изложенной в Приложении «Р» ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии». При наблюдении резкого изменения уровня защитного потенциала на строящихся сооружениях необходимо немедленно прекратить работы по монтажу трубопроводов до выяснения причин и устранения утечки защитного тока.

При выполнении пусконаладочных операций на оборудовании ЭХЗ следует установить уровни поляризационных потенциалов диапазоне

$$E_{\text{мин}} = -0,85 \text{ В и } E_{\text{макс}} = -1,15 \text{ В}$$

на всех кожухах относительно стационарных насыщенных медно-сульфатных электродов в контрольно-измерительных пунктах; при необходимости для производства измерений возможно использование переносного насыщенного медно-сульфатного электрода с электродом сравнения. Пуск в работу средств ЭХЗ в полном объеме следует произвести не позднее трех месяцев после укладки проектируемого трубопровода в грунт.

По завершению наладки передать по акту систему ЭХЗ эксплуатирующей организации.

8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №									
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							910979/2023/1-01-ПЗ.ПБ		
									«Строительство нефтепровода от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола»		
			Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
			Разраб.	Кривошеев				05.24	Обустройство месторождения		Стадия
Провер.						РП	114	10			
Т.контр.											
Н.контр.											
ГИП	Кривошеев				05.24	Пояснительная записка			Филиал ТОО "КМГ Инжиниринг" КазНИПИмунайгаз"		

АННОТАЦИЯ

Принятые технические решения соответствуют требованиям действующих законодательных актов, норм и правил Республики Казахстан по взрывопожарной и экологической безопасности, по охране труда и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объектов и сооружений при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

Главный инженер проекта



А.П. Кривошеев

СОДЕРЖАНИЕ

8.1	Пожарная безопасность	117
8.1.1	Исходные данные.....	117
8.1.2	Существующее положение	117
8.1.3	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.....	118
8.1.3.1	Система предотвращения возникновения пожара	118
8.1.3.2	Система противопожарной защиты	118
8.1.3.3	Организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.....	119
8.1.3.4	Описание и обоснование принятых конструктивных и объемно-планировочных решений проектируемых объектов	119
8.1.3.5	Перечень мероприятий по обеспечению безопасности подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара.....	120
8.1.3.6	Описание противопожарной защиты, взаимодействия систем противопожарной защиты друг с другом и с инженерными системами проектируемых объектов	120
8.1.3.7	Организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности объекта 121	
	Приложение А.....	123

8.1 Пожарная безопасность

8.1.1 Исходные данные

Основанием для разработки раздела «Пожарная безопасность» являются:

- Техническое задание на проектирование, выданное Заказчиком;
- Принятые технологические, планировочные и архитектурно-строительные решения;
- Данные предыдущих проектов обустройства месторождения.

Основные детальные сведения об объектах проектирования представлены в общем и технологическом разделах проекта.

В данном разделе рассматриваются основные решения противопожарной защиты для проектируемых сооружений. Решения по обеспечению проектируемых сооружений средствами противопожарной защиты приняты и разработаны в соответствии с нормами, правилами и стандартами, действующими в Республике Казахстан.

Основные нормативные документы, использованные для руководства при проектировании, представлены в приложении.

Принятые разделом решения обеспечивают выполнение пожарной безопасности проектируемых площадок и сооружений, безопасность производства и персонала, выполнение требований норм по охране окружающей среды.

8.1.2 Существующее положение

Урихтау - нефтегазоконденсатное месторождение, расположено в Мугалжарском районе Актюбинской области Казахстана, в 215 км к югу от города Актобе. Непосредственно граничит с разрабатываемым месторождением Жанажол. Относится к Восточно-Эмбинской нефтегазоносной области.

Ранними проектами обустройства месторождения были предусмотрены решения по организации противопожарной защиты объектов месторождения.

На площадке ДНС предусмотрена установка резервуаров противопожарного запаса воды в количестве 2-х единиц, объемом 700м³ каждый. На площадке организована безнапорная сеть противопожарного водопровода с водоприемными колодцами. Установлен блок-бокс хранения запаса концентрата пенообразователя, первичных средств пожаротушения, пено-водоподающих устройства (мотопомпы). Блочные здания заводского изготовления (ДЭС, насосная) защищены автоматической установкой порошкового пожаротушения и полустационарными установками подачи раствора пенообразователя. Диктующим объектом для определения расходов противопожарных средств на площадке ДНС были определены резервуары товарной нефти РВС-1000м³ и РВС-2000м³. В верхнем поясе резервуаров установлены 2 кольца орошения из перфорированного трубопровода наружным диаметром 89мм. Соединительные головки для подключения передвижной пожарной техники выведены за пределы обвалования резервуара. На РВС установлены стационарные пеногенераторы ГПСС-600 и сухотрубные трубопроводы с соединительными головками и заглушками, которые выводятся за обвалование резервуара. Подача раствора пенообразователя к пеногенирующим устройствам на защищаемых резервуарах осуществляется передвижной пожарной техникой.

Запас существующих средств пожаротушения на площадке организован исходя из пожаротушения РВСов передвижной техникой.

На площадках ДНС, АГРС, ПУН, КТП установлены первичные средства пожаротушения (пожарные щиты типа ЩП-В с комплектом противопожарного инвентаря и оборудования).

8.1.3 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

8.1.3.1 Система предотвращения возникновения пожара

Система предотвращения возникновения пожара создается с целью исключения условий возникновения пожара. Исключение условий возникновения пожара достигается исключением возможности образования горючей среды и (или) исключением условий образования в горючей среде источников зажигания.

Система предотвращения возникновения пожара включает в себя следующие мероприятия:

- предусмотрено применение наиболее безопасных способов использования горючих веществ;
- предусмотрен контроль состояния воздушной среды с помощью датчиков дозврывоопасных концентраций в местах возможного образования взрывоопасных смесей паров (газов) с воздухом;
- электрооборудование применяется в соответствии с классом зоны, категории и группы взрывоопасной смеси;
- предусмотрена молниезащита проектируемых площадок, зданий и сооружений;
- предусмотрена защита от статического электричества проектируемого оборудования;
- для защиты от возникновения пожара из-за аварийных режимов работы электрооборудования (короткое замыкание, перегрузка, большие переходные сопротивления) в электроустановках предусмотрено использование устройств защитного отключения (УЗО).
- изготовление, монтаж и эксплуатация технологического оборудования осуществлено с учетом физико-химических свойств и технологических параметров обращающихся веществ, а также требований нормативно-технической документации;
- предусмотрена механизация и автоматизация технологических процессов, связанных с обращением горючих веществ;
- предусмотрено применение устройств защиты оборудования, исключающих выход горючих веществ из данного оборудования (запорная арматура соответствующего класса герметичности и т.п.);
- предусмотрены мероприятия, направленные на исключение искрообразования (применение искробезопасного инструмента, мероприятия, направленные на исключение возможности образования искры при ударе о металлические строительные конструкции).

8.1.3.2 Система противопожарной защиты

Целью создания системы противопожарной защиты является защита людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение последствий пожара.

Система противопожарной защиты проектируемых объектов включает в себя следующие мероприятия:

- предусмотрено применение строительных конструкций с пределами огнестойкости и классами пожарной опасности в соответствии со степенью огнестойкости и классом конструктивной пожарной опасности зданий, а также ограничение пожарной опасности поверхностных слоев (отделок, облицовок и т.п.) строительных конструкций на

путях эвакуации;

- предусмотрено применение объемно-планировочных решений и средств, обеспечивающих ограничение распространения пожара за пределы очага (устройство противопожарных преград с соответствующими типами заполнения проемов, применение устройств, ограничивающих распространение пожара (самозакрывание дверей, противопожарные клапаны и т.п.));
- предусмотрено устройство эвакуационных путей и выходов, удовлетворяющих требованиям безопасной эвакуации людей при пожаре;
- предусмотрено устройство систем автоматической противопожарной защиты (пожарная сигнализация, система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, автоматические установки пожаротушения);
- предусмотрены мероприятия, направленные на обеспечение безопасности при взрыве (устройство легкобрасываемых конструкций в помещениях с взрывоопасными категориями);
- предусмотрена организация деятельности подразделения пожарной охраны для защиты проектируемых объектов;
- предусмотрено соблюдение противопожарных расстояний между проектируемыми объектами защиты для исключения возможности перехода пожара от одного здания (сооружения) к другому.
- применение первичных средств пожаротушения при эксплуатации объекта.

8.1.3.3 Организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

Система организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности, включает в себя:

- обучение сотрудников объекта мерам пожарной безопасности;
- проведение пропаганды в области пожарной безопасности (наглядная агитация, плакаты и т.п.)
- определение действий сотрудников объекта при возникновении пожара
- соблюдение руководством объекта и работниками требований пожарной безопасности, установленных Техническим регламентом «Общие требования к пожарной безопасности», нормативными правовыми актами Республики Казахстан и нормативными документами, регулирующими вопросы пожарной безопасности.

8.1.3.4 Описание и обоснование принятых конструктивных и объемно-планировочных решений проектируемых объектов

Здания и сооружения на площадках запроектированы с учетом природно-климатических условий района строительства и функционально-технологических особенностей производства. Объемно-пространственные решения построены на принципах максимальной блокировки помещений и технологических процессов, функциональной связи зданий и сооружений.

Проектом предусматривается размещение блочных зданий комплектной поставки полной заводской готовности.

Конструктивные и объемно-планировочные решения блочных изделий комплектной поставки полной заводской готовности (обеспечение требуемой огнестойкости, оснащение эвакуационными путями и выходами, наличие легкобрасываемых конструкций в помещениях с взрывоопасными категориями и т.п.) разрабатывается заводом-изготовителем данных изделий.

8.1.3.5 Перечень мероприятий по обеспечению безопасности подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара

Безопасность подразделений пожарной охраны при ликвидации пожаров на проектируемых объектах обеспечивается следующими мероприятиями:

- ко всем зданиям и сооружениям обеспечены проезды для пожарной техники;
- на проектируемых сооружениях предусматриваются конструктивные, объемно-планировочные, инженерно-технические и организационные мероприятия, обеспечивающие тушение возможного пожара и проведение спасательных работ;
- предусмотрено устройство систем противопожарной защиты проектируемых объектов (пожарной сигнализации).

На объекте должны быть разработаны распорядительные документы, регламентирующие действия персонала объекта в случае пожара (порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара, порядок встречи прибывающих пожарных подразделений).

Руководство должно сообщать подразделениям пожарной охраны данные, необходимые для обеспечения безопасности личного состава, привлекаемого для тушения пожара и проведения аварийно-спасательных и других неотложных работ.

8.1.3.6 Описание противопожарной защиты, взаимодействия систем противопожарной защиты друг с другом и с инженерными системами проектируемых объектов

Все проектные решения по объектам, оборудованию и территории направлены на обеспечение безопасности производства.

В проекте предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность обслуживания оборудования, безопасность выполнения ремонтных работ, мероприятия, обеспечивающие пожарную безопасность. Основные мероприятия для обеспечения пожарной безопасности:

- герметизация технологического процесса;
- изготовление, монтаж и эксплуатация оборудования, арматуры и трубопроводов осуществлено с учетом физико-химических свойств и технологических параметров обращающихся в процессе веществ, а также требований действующих нормативно-технических документов;
- размещение технологического оборудования с учетом удобства и безопасности эксплуатации, возможности проведения ремонтных работ и принятия оперативных мер по предотвращению аварийных ситуаций и локализации аварий;
- применение электрооборудования в соответствии с классом зоны, в которой устанавливается данное оборудование;
- применение запорно-регулирующей арматуры соответствующего класса герметичности;
- контроль ведения технологического процесса и применение автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающий возникновение аварийных ситуаций и обеспечивающий минимизацию ошибочных действий обслуживающего персонала;
- контроль состояния воздушной среды с предупредительной сигнализацией;
- оборудование проектируемых зданий системами автоматической противопожарной защиты;
- взаимосвязь систем автоматической противопожарной защиты и иных систем, расположенных на проектируемых объектах;
- снабжение оборудования запорной арматурой и контрольно-измерительными приборами.

Объем контроля и автоматизации проектируемых сооружений принят достаточным

для обеспечения безопасного ведения технологического процесса и обеспечения безопасности обслуживающего персонала.

Для автоматического обнаружения пожара, оповещения о нем людей и управления их эвакуацией, автоматического пожаротушения и управления инженерными системами зданий проектом предусмотрено размещение оборудования противопожарной защиты (автоматическая пожарная сигнализация, системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, автоматические установки пожаротушения).

Предусмотрено взаимодействие указанного оборудования друг с другом, а также взаимодействие оборудования противопожарной защиты с иными инженерными системами зданий (системы вентиляции и кондиционирования и т.п.).

8.1.3.7 Организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности объекта

Аварийно-спасательная служба оказывает следующие услуги на объектах месторождения Урихтау:

- ежедневная профилактика пожарной и промышленной безопасности силами группы инструкторского состава (численность 3 человека) при пожарной части № 4 на месторождении Жанажол;
- профилактические работы по обеспечению готовности к спасению людей и ликвидации чрезвычайных ситуаций техногенного характера;
- методическая помощь в организации добровольной пожарной дружины;
- контроль за готовностью обслуживаемых объектов и территорий к проведению на них спасательных и неотложных работ при чрезвычайных ситуациях техногенного характера;
- пропаганда знаний в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций техногенного характера, участие в подготовке персонала к действиям в условиях чрезвычайных ситуаций;
- участие в разработке нормативных документов по вопросам организации и проведения спасательных и неотложных работ при чрезвычайных ситуациях техногенного характера;
- организация выдачи разрешений на проведение огневых работ;
- обучение лиц, ответственных за противопожарное состояние объектов;
- участие в проверке знаний у персонала, выполняющего огневые работы и лиц, ответственных за противопожарное состояние объектов;
- выявление нарушения норм, правил, стандартов и инструкций путем периодических осмотров помещений, зданий, сооружений и территорий, организация разработки мероприятий, направленных на устранение причин возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного характера, создание условий для успешной эвакуации людей и материальных ценностей в случае чрезвычайных ситуаций техногенного характера. Выдача письменных рекомендаций по выявленным нарушениям и разработанным мероприятиям;
- участие в проверках, проводимых службой по охране труда и технике безопасности и уполномоченными государственными органами, контроль за выполнением предложенных предписаниями уполномоченных государственных органов в области чрезвычайных ситуаций мероприятий;
- разработка оперативных планов, проведение их отработки и корректировки, участие в разработке планов ликвидации аварий;
- выдача рекомендаций по внедрению современных систем и средств противопожарной защиты, снижению пожарной опасности технологических процессов;
- проведение работ по ликвидации пожаров.

В соответствии с договором ВПФО «Ак Берен» оказывает услуги по противобомбной безопасности на объектах месторождения Урихтау:

- Профилактические работы по предупреждению возникновения нефтегазоводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов согласно ежемесячного плана-графика обследования;
- Спасение людей при авариях, отравлениях при газонефтяных фонтанах;
- Проведение сложных аварийно-спасательных работ в экстремальных условиях и в среде, не пригодной для дыхания человека;
- Применение новых технических средств для предупреждения, возникновения и ликвидации, открытых газовых и нефтяных фонтанов;
- Инструктаж и практическое обучение персонала необходимым приемам и методам по предупреждению и ликвидации газонефтепроявлений и открытых фонтанов;
- Проведение работ по ликвидации газонефтяных фонтанов.

Организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности на проектируемых объектах включают в себя:

- организацию пожарной охраны, организацию ведомственных служб пожарной безопасности в соответствии с законодательством Республики Казахстан;
- паспортизацию веществ, материалов, изделий, технологических процессов, зданий и сооружений объектов в части обеспечения пожарной безопасности;
- организацию обучения работающих правилам пожарной безопасности на производстве;
- изготовление и применение в зданиях и на производственных площадках средств наглядной агитации по обеспечению пожарной безопасности.
- разработку и реализацию норм и правил пожарной безопасности, инструкций о порядке обращения с пожароопасными веществами и материалами, о соблюдении противопожарного режима и действиях людей при возникновении пожара.

Руководством объекта должен быть издан распорядительный документ (приказ, инструкция и т. п.) в котором регламентируется:

- порядок вызова пожарных подразделений в случае возникновения пожара;
- порядок оповещения о пожаре;
- порядок эвакуации людей и материальных ценностей;
- порядок обесточивания электрооборудования при пожаре;
- порядок остановки технологического оборудования при пожаре;
- порядок встречи прибывающих пожарных подразделений.

Оснащение объектов первичными средствами пожаротушения

Оснащение объектов первичными средствами пожаротушения осуществляется в соответствии с требованиями Технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности».

Выбор типа и определение необходимого количества огнетушителей осуществлено в зависимости от их огнетушащей способности, класса пожара по виду горючего материала, особенностей защищаемого помещения или технологического оборудования.

Число огнетушителей определено в зависимости от предельной площади, защищаемой одним огнетушителем.

Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря на территории проектируемых площадок предусмотрено размещение пожарных щитов.

Необходимое количество пожарных щитов и их тип определены в зависимости от категории помещений, зданий, сооружений и наружных технологических установок по взрывопожарной и пожарной опасности, предельной защищаемой площади одним пожарным щитом и класса пожара.

Приложение А

ПЕРЕЧЕНЬ

законодательных актов РК и нормативных документов

1. Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 17 августа 2021 года № 405. Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности»;
2. Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» от 11.04.2014г. №188-V.
3. СН РК 1.02-03-2022 Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство;
4. Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 21 февраля 2022 года № 55. Правила пожарной безопасности;
5. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности от 30.12.2014г. №355;
6. Технический регламент Евразийского экономического союза «О требованиях к средствам обеспечения пожарной безопасности и пожаротушения» (ТР ЕАЭС 043/2017) от 23 июня 2017 г. № 40;
7. СП РК 2.02-102-2022 «Пожарная автоматика зданий и сооружений»;
8. СН РК 2.02-02-2023 «Пожарная автоматика зданий и сооружений»;
9. СН РК 2.02-03-2023 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы»;
10. СП РК 2.02-103-2012 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы»;
11. СН РК 2.02-02-2023 «Нормы оборудования зданий, помещений и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации, автоматическими установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре»;
12. ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
13. ПУЭ РК Правила устройства электроустановок Республики Казахстан в редакции приказа Министра энергетики РК от 22.02.22 г. № 64;

9. ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОМЫШЛЕННОЙ
БЕЗОПАСНОСТИ, ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЕ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ
ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №								910979/2023/1-01-ПЗ.МЧСиГО				
											Строительство нефтепровода от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола			
			Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата						
			Разраб.		Кривошеев			05.24	Обустройство месторождения		Стадия	Лист	Листов	
			Провер.						Обустройство месторождения		РП	124	37	
			Т.контр.											
			Н.контр.											
			ГИП		Кривошеев			05.24	Пояснительная записка			Филиал ТОО "КМГ Инжиниринг" КазНИПИмунайгаз"		

АННОТАЦИЯ

Принятые технические решения соответствуют требованиям действующих законодательных актов, норм и правил Республики Казахстан по взрывопожарной и экологической безопасности, по охране труда и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объектов и сооружений при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

Главный инженер проекта



А.П. Кривошеев

СОДЕРЖАНИЕ

9.1	Общая часть	128
9.1.1	Основные термины и определения	128
9.1.2	Исходные данные и требования для разработки мероприятий по предупреждению ЧС.....	129
9.1.3	Существующее положение.....	129
9.1.4	Проектируемые объекты.....	130
9.1.5	Назначение проектируемых объектов и сооружений	130
9.2	Мероприятия гражданской обороны.....	131
9.3	Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	133
9.3.1.	Перечень особо опасных производств с указанием опасных веществ и их количества для каждого производства.....	133
9.3.2.	Определение зон действия основных поражающих факторов при авариях с указанием применяемых для этого методик расчетов.....	134
9.3.3.	Сведения о численности и размещении производственного персонала проектируемого объекта, объектов и (или) организаций, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов в случае аварий на объекте строительства.....	137
9.3.4.	Сведения о численности и размещении населения на прилегающей территории, которая может оказаться в зоне действия поражающих факторов в случае аварии на объекте строительства	137
9.3.5.	Решения по предупреждению аварийных выбросов опасных веществ	137
9.3.6.	Сведения о наличии и характеристиках систем контроля радиационной, химической обстановки, обнаружения взрывоопасных концентраций	138
9.3.7.	Решения, направленные на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов (сбросов) опасных веществ.....	138
9.3.8.	Решения по обеспечению взрывопожаробезопасности	138
9.3.9.	Сведения о наличии и характеристиках систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций, а также безаварийной остановки технологического процесса	140
9.3.10.	Решения по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственным процессом, безопасности находящегося в нем персонала и возможности управления процессом при аварии.....	141
9.3.11.	Сведения о наличии, местах размещения и характеристиках основных и резервных источников электроснабжения, водоснабжения, а также систем связи	141
9.3.12.	Решения по предотвращению постороннего вмешательства в деятельность объекта (по системам физической защиты и охраны объекта).....	143
9.3.13.	Описание и характеристики системы оповещения о ЧС.....	144
9.3.14.	Решения по обеспечению беспрепятственной эвакуации людей с территории объекта и обеспечению беспрепятственного ввода и передвижения на проектируемом объекте сил и средств ликвидации аварий	145

9.3.15. Предупреждение чрезвычайных ситуаций, возникающих в результате возможных аварий на рядом расположенных потенциально опасных объектах и транспортных коммуникациях	145
9.3.15.1. Перечень ПОО и транспортных коммуникаций, аварии на которых могут стать причиной возникновения ЧС на объекте строительства	145
9.3.15.2. Определение зон действия основных поражающих факторов при авариях на рядом расположенных потенциально опасных объектах и транспортных коммуникациях с указанием источника информации или применяемых методик расчета	145
9.3.15.3. Мероприятия по обеспечению промышленной безопасности и защите населения	146
9.3.15.4. Обеспечение промышленной безопасности	146
9.3.15.5. Признаки опасных производственных объектов	146
9.3.15.6. Опасные производственные объекты.....	147
9.3.15.7. Обязательное декларирование промышленной безопасности опасного производственного объекта	148
9.3.15.8. План ликвидации аварий.....	149
9.3.15.9. Учебные тревоги и противоаварийные тренировки	149
9.3.15.10. Права и обязанности организаций в сфере гражданской защиты	149
<i>Система оповещения</i>	<i>152</i>
9.4 Сведения о природно-климатических условиях в районе расположения объекта строительства	157
Приложение А.....	160

9.1 Общая часть

9.1.1 Основные термины и определения

Авария - опасное техногенное происшествие, создающее на объекте, определенной территории или акватории угрозу жизни и здоровью людей и приводящее к разрушению зданий, сооружений, оборудования и транспортных средств, нарушению производственного или транспортного процесса, а также к нанесению ущерба окружающей природной среде.

Аварийно-спасательные работы в чрезвычайной ситуации - действия по спасению людей, материальных и культурных ценностей, защите природной среды в зоне чрезвычайных ситуаций, локализации чрезвычайных ситуаций и подавлению или доведению до минимально возможного уровня воздействия характерных для них опасных факторов. Аварийно-спасательные работы характеризуются наличием факторов, угрожающих жизни и здоровью проводящих эти работы людей, и требуют специальной подготовки, экипировки и оснащения.

Жизнеобеспечение населения в чрезвычайных ситуациях - совокупность взаимоувязанных по времени, ресурсам и месту проведения силами и средствами Единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (РСЧС) мероприятий, направленных на создание и поддержание условий, минимально необходимых для сохранения жизни и поддержания здоровья людей в зонах чрезвычайных ситуаций, на маршрутах их эвакуации и в местах размещения эвакуированных по нормам и нормативам для условий чрезвычайных ситуаций, разработанным и утвержденным в установленном порядке.

Защита населения в чрезвычайных ситуациях - совокупность взаимоувязанных по времени, ресурсам и месту проведения мероприятий РСЧС, направленных на предотвращение или предельное снижение потерь населения и угрозы его жизни и здоровью от поражающих факторов и воздействий источников чрезвычайной ситуации.

Защитное сооружение (ЗС) - инженерное сооружение, предназначенное для укрытия людей, техники и имущества от опасностей, возникающих в результате последствий аварий на потенциально опасных объектах, либо стихийных бедствий в районах размещения этих объектов, а также от воздействия современных средств поражения.

Зона чрезвычайной ситуации - территория или акватория, на которой сложилась чрезвычайная ситуация.

Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций (ИТМ ГО ЧС) - совокупность реализуемых при строительстве проектных решений, направленных на обеспечение защиты населения и территорий, и снижение материального ущерба от ЧС техногенного и природного характера, от опасностей, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий, а также при диверсиях и террористических актах.

Источник чрезвычайной ситуации - опасное природное явление, авария или опасное техногенное происшествие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация.

Ликвидация чрезвычайной ситуации - аварийно-спасательные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни, и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей природной среде и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций, прекращение действия характерных для них поражающих факторов.

Неотложные работы в чрезвычайной ситуации - аварийно-спасательные и аварийно-восстановительные работы, оказание экстренной медицинской помощи, проведение санитарно-эпидемиологических мероприятий и охрана общественного порядка в зоне чрезвычайной ситуации.

Опасность в чрезвычайной ситуации - состояние, при котором создалась или вероятна

угроза возникновения поражающих факторов и воздействий источника чрезвычайной ситуации на население, объекты народного хозяйства и окружающую природную среду в зоне чрезвычайной ситуации.

Потенциально опасный объект - объект, на котором используют, производят, перерабатывают, хранят или транспортируют радиоактивные, взрывопожароопасные, опасные химические и биологические вещества, создающие реальную угрозу возникновения источника чрезвычайной ситуации.

Предупреждение чрезвычайных ситуаций - комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно и направленных на максимально возможное уменьшение риска возникновения чрезвычайных ситуаций, а также на сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей среде и материальных потерь в случае их возникновения.

Промышленная безопасность опасных производственных объектов - состояние защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на опасных производственных объектах и последствий указанных аварий.

Риск возникновения чрезвычайной ситуации - вероятность или частота возникновения источника чрезвычайной ситуации, определяемая соответствующими показателями риска.

Сооружение двойного назначения (СДН) - инженерное сооружение производственного, общественного, коммунально-бытового или транспортного назначения, приспособленное (запроектированное) для укрытия людей, техники и имущества от опасностей, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий, диверсиях, в результате аварий на потенциально опасных объектах или стихийных бедствий.

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - обстановка на определенной территории или акватории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Различают чрезвычайные ситуации по характеру источника (природные, техногенные, биолого-социальные и военные) и по масштабам.

Эвакуация населения - комплекс мероприятий по организованному выводу и (или) вывозу населения из зон чрезвычайной ситуации или вероятной чрезвычайной ситуации, а также жизнеобеспечение эвакуированных в районе размещения.

9.1.2 Исходные данные и требования для разработки мероприятий по предупреждению ЧС

Раздел «Инженерно-технические мероприятия по промышленной безопасности, гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций» выполнен для рабочего проекта «Строительство нефтепровода от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола».

Исходными данными для проектирования являются:

- техническое задание на проектирование объекта «Строительство нефтепровода от ДНС Урихтау до ЦПНГ Алибекмола»;
- рабочий проект №110-62-2019АК-01 «Обустройство нефтяной оторочки месторождения Урихтау при ОПЭ. Корректировка 2. Очередь 1 – Строительство нефтепровода ДНС-ЦПНГ Алибекмола».

При разработке данного раздела использованы материалы соответствующих частей проекта.

Проектные технические решения раздела разработаны с учетом положений и требований законодательных актов РК и основных нормативно-технических документов, представленных в Приложении А.

9.1.3 Существующее положение

Нефтегазоконденсатное месторождение Урихтау, открытое в 1983 году, расположено на территории Мугалжарского района Актюбинской области Республики Казахстан в 215 км

к югу от г. Актобе.

В этой части нефтегазоносного региона ранее открыты и уже разрабатываются месторождения нефти и газа Жанажол (10-12 км восточнее), Кенкияк (50 км северо-западнее), Алибекмола (20 км севернее) и Кожасай (10 км юго-западнее).

Сеть автомобильных дорог в районе представлена автодорогой Жанажол - Актобе III технической категории, протяженностью 280 км и автодорогой Жем - Актобе III-IV технических категории, протяженностью 200 км. Указанные автомобильные дороги с твердым покрытием обеспечивают надежную круглогодичную транспортную связь с месторождениями.

Ближайший населенный пункт с. Сага. В пяти километрах на север от района работ расположен вахтовый поселок «Жанажол».

9.1.4 Проектируемые объекты

Проектом предусматривается транспорт нефтегазовой смеси от дожимной насосной станции (ДНС) месторождения Урихтау в цех подготовки нефти и газа (ЦПНГ) месторождения Алибекмола.

Проектные решения по размещению сооружений на проектируемой трассе нефтепровода: ДНС - Алибекмола приняты с учетом количества продукции скважин, поступающей на ДНС, исходя из профиля добычи нефти месторождения Урихтау.

В состав проектируемых объектов входят:

- нефтепровод диаметром 204,7х5,1 мм из стеклопластиковых труб от площадки расходомера нефти (ПРН), размещенной на ДНС протяженностью – 26 км до площадки учета нефти (ПУН) с узлами линейной запорной арматуры и площадками запуска и приема СОД;
- нефтепровод диаметром 219х8 мм от ПУН, расположенной на месторождении Алибекмола до точки врезки нефтепровода на входной манифольд ЦПНГ АО «Казахойл Актобе».

9.1.5 Назначение проектируемых объектов и сооружений

В соответствии с заданием на проектирование данным проектом подлежит транспортировка нефти от существующих добывающих скважин от дожимной насосной станции Урихтау по трубопроводу диаметром 204,7х5,1 мм из стеклопластиковых труб до ЦПНГ АО «Казахойл Актобе» месторождения Алибекмола протяженностью 26 км.

На нефтепроводе предусмотрены:

- узел запуска на площадке ДНС и узел приема очистных и диагностических устройств (СОД) для периодической очистки нефтепровода в районе площадки ЦПНГ м/р Алибекмола;
- отключающая электроприводная арматура на подключении трубопроводов к площадкам СОД ДНС и ЦПНГ м/р Алибекмола;
- площадка дренажной емкости объемом 8 м³ на площадке ДНС для сбора дренажной жидкости с узла запуска скребка;
- линейная запорная арматура Ду200 Ру4,0 МПа, установленная по всей протяженности нефтепровода в количестве 5 шт. с ручным приводом и 1 шт. с электроприводом.

Строительство и ввод в действие проектируемого объекта будет производиться в условиях непрерывной производственной деятельности предприятия.

9.2 Мероприятия гражданской обороны

9.2.1 Сведения об опасности проектируемых объектов и сооружений

К опасным объектам из числа проектируемых относятся объекты и сооружения, в производственном процессе которых обращаются взрывопожароопасные вещества (нефть, газ природный).

9.2.2 Классификация взрывопожароопасных и вредных веществ

По степени токсического воздействия на организм человека в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 нефть относится к умеренно опасным веществам, попутный нефтяной газ относится к токсичным веществам.

Нефть - жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, которая содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и служит основным сырьем для производства жидких энергоносителей (бензина, керосина, дизельного топлива, мазута), смазочных масел, битумов и кокса.

Нефть - токсичное вещество, оказывающее вредное воздействие на организм человека. Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок на открытых частях тела. Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния. Углеводороды составляют основную часть нефти, обладают наркотическими свойствами.

Попутный нефтяной газ, выделяемый при аварии, является токсичным газом. При отравлении нефтяным газом сначала наблюдается период возбуждения, характеризующийся беспричинной веселостью, затем наступает головная боль, сонливость, усиление сердцебиения, боли в области сердца, тошнота.

Сероводород (H_2S) - бесцветный газ с резким неприятным запахом, сильный нервный яд, вызывающий в больших концентрациях смерть от остановки дыхания.

Обращающиеся в технологическом процессе вещества, относятся к умеренно опасным веществам.

9.2.3 Обоснование категории объектов по гражданской обороне

На основании письма исх.№29-17-5-5/2727 от 29.07.2020г. от Департамента по чрезвычайным ситуациям Актыбинской области в данном проекте принято, что объект не является категоризованным по ГО.

9.2.4 Обоснование численности наибольшей работающей смены

Общая численность персонала для обслуживания и ремонта проектируемого объекта, рассчитанная в соответствии с режимом круглосуточной работы вахтовым методом в две смены не увеличивает существующую численность персонала.

В военное время работа на объектах будет продолжаться.

Численность НРС персонала в военное время определяется планами ГО объекта на военное время и мобилизационными планами.

9.2.5 Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны

Инженерно-технические мероприятия Гражданской обороны проектируемых объектов должны разрабатываться как часть общего плана ИТМ ГО месторождения и проводиться заблаговременно.

Подготовка по гражданской обороне должна проводиться с учетом развития современных средств массового поражения и наиболее вероятных чрезвычайных ситуаций на данной территории, в отрасли или предприятии.

Решения по обеспечению безопасной работы при эксплуатации проектируемых объектов и сооружений, заложенные в проекте, направлены на обеспечение устойчивой работы в условиях мирного времени и способствуют устойчивой работе в условиях военного времени.

К основным решениям по обеспечению безопасной работы проектируемых объектов относятся:

- расположение арматуры на трубопроводах в местах, удобных для управления, технического обслуживания и ремонта;
- оснащение оборудования и трубопроводной арматуры стационарными площадками обслуживания, лестницами, мостиками, колодцами и пр. в необходимом количестве, а зданий и помещений - выходами и проемами;
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций;
- оснащение трубопроводов необходимым количеством воздушников и дренажей для заполнения и опорожнения;
- обеспечение дистанционного управления технологическими объектами из операторной;
- взрывозащищенное исполнение электроприводов и электродвигателей отсечной арматуры и насосов;
- заземление и молниезащита трубопроводов.

В соответствии с действующими нормативными документами независимо от категории объекта по ГО необходимо предусмотреть:

- защиту обслуживающего персонала объектов от современных средств поражения;
- оповещение обслуживающего персонала по сигналам ГО;
- мероприятия по подготовке к выполнению первоочередных задач по восстановлению объектов в военное время.

9.2.6 Решение по защите производственного персонала от оружия массового поражения

В соответствии с Концепцией «Ввод в эксплуатацию месторождения Урихтау» утвержденной Председателем Правления АО НК «КазМунайГаз» Айдарбаевым А.С. при полномасштабном вводе в эксплуатацию месторождения Урихтау предусматривается строительство завода по переработке газа.

На основании письма исх.№29-17-5-5/2727 от 29.07.2020г. от Департамента по чрезвычайным ситуациям Актюбинской области рекомендуется предусмотреть защитное сооружение гражданской обороны.

Строительство специальных защитных сооружений от средств поражения на территории проектируемых объектов предполагается выполнить при разработке проектно-сметной документации на полномасштабное развитие месторождения Урихтау, что позволит учесть укрытие персонала наибольшей работающей смены объекта.

Укрытие производственного персонала предусматривается в существующем здании операторной ДНС.

9.2.7 Решение по системам оповещения и управления ГО

Проектируемые объекты будут включаться в инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне месторождения Урихтау в соответствии с разработанной структурой и системой управления.

Персонал, обслуживающий проектируемые объекты, обеспечивается мобильной радиосвязью или носимыми радиотелефонами.

9.2.8 Подготовка к выполнению первоочередных задач по восстановлению объектов в военное время

Работы по восстановлению проектируемых объектов и сооружений в военное время будут проводиться в соответствии с разработанным Планом гражданской обороны в военное время месторождения Урихтау.

9.3 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

9.3.1. Перечень особо опасных производств с указанием опасных веществ и их количества для каждого производства

Сведения об использовании и распределении опасных веществ по основному технологическому оборудованию представлены в таблице (Таблица 1)

Таблица 1

Технологический блок, оборудование			Количество		Физические условия		
наименование блока	наименование оборудования, № по схеме, опасное вещество	количество единиц оборудования	в единице оборудования	в блоке	агрегатное состояние	Давление (изб.), МПа	Температура, °С
Нефтепровод ДНС-ЦПНГ Алибекмола							
Нефтепровод ДНС-ЦПНГ Алибекмола	Трубопровод Ду 200 нефть	26000 м	-	374,43	жидкость	2,47	плюс 5 - плюс 18

Характеристика веществ, обращающихся в технологическом процессе, по характеру воздействия на организм человека приведена в таблице (Таблица 2).

Таблица 2

Наименование вещества	Класс опасности по ГОСТ 12.1.005-88
Нефть сырая ($H_2S = 3,8 \%$ мол)	III

По степени токсического воздействия на организм человека в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 нефть относится к умеренно опасным веществам, попутный нефтяной газ относится к малотоксичным веществам.

Нефть - жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, которая содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и служит основным сырьем для производства жидких энергоносителей (бензина, керосина, дизельного топлива, мазута), смазочных масел, битумов и кокса.

Нефть - токсичное вещество, оказывающее вредное воздействие на организм человека. Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок на открытых частях тела. Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния. Углеводороды составляют основную часть нефти, обладают наркотическими свойствами.

Попутный нефтяной газ, выделяемый при аварии, является токсичным газом. При отравлении нефтяным газом сначала наблюдается период возбуждения,

характеризующийся беспричинной веселостью, затем наступает головная боль, сонливость, усиление сердцебиения, боли в области сердца, тошнота.

Сероводород (H_2S) - бесцветный газ с резким неприятным запахом, сильный нервный яд, вызывающий в больших концентрациях смерть от остановки дыхания.

Описание аварий и аварийных блоков.

Нефтепровод ДНС – ЦПНГ м. Алибекмола:

- место аварии - нефтепровод DN 200. Рассмотрены аварии - порыв полным сечением нефтепровода. Отключение потока электроприводной задвижкой в течении 120 с.

Количество опасного вещества, участвующего в аварии представлено в таблице (Таблица 3).

Таблица 3

Аварийный блок	Общая масса горючей жидкости, кг	Масса горючих газов, кг	Масса горючих паров, кг	Приведенная масса, кг
Нефтепровод ДНС – ЦПНГ м. Алибекмола DN 200				
Нефтепровод	61589,1	-	11476,12	11686,86
Площадка узла запуска/приема СОД DN 200	204,6		91,12	92,79

9.3.2. Определение зон действия основных поражающих факторов при авариях с указанием применяемых для этого методик расчетов

К максимальным авариям для нефтепровода от ДНС до ЦПНГ м. Алибекмола относятся аварии со следующими сценариями развития:

- для площадки линейной арматуры Ду 200 на нефтепроводе:
 - а) разгерметизация трубопровода (надземной части) полным сечением пролив нефти на технологическую площадку испарение нефти образование парогазовоздушного облака рассеяние облака, загрязнение окружающей среды;
 - б) разгерметизация трубопровода (надземной части) полным сечением пролив нефти на технологическую площадку испарение нефти образование парогазовоздушного облака при появлении источника инициирования - воспламенение сырой нефти и пожар пролива тепловое воздействие на окружающие объекты и людей загрязнение атмосферы продуктами горения;
 - в) разгерметизация трубопровода (надземной части) полным сечением пролив нефти на технологическую площадку испарение нефти образование парогазовоздушного облака при появлении источника инициирования - сгорание облака с образованием избыточного давления ударной волны взрыва воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты;
- для площадки узлов запуска/приема СОД Ду 200:
 - а) разгерметизация блока узла запуска/приема СОД полным сечением пролив нефти испарение с поверхности пролива образование парогазовоздушного облака дрейф и рассеяние облака загрязнение окружающей среды- токсическое воздействие;
 - б) разгерметизация блока узла запуска/приема СОД полным сечением пролив нефти испарение с поверхности пролива образование парогазовоздушного облака при появлении источника инициирования - воспламенение и пожар пролива тепловое воздействие на людей и окружающие объекты загрязнение атмосферы продуктами горения;
 - в) разгерметизация блока узла запуска/приема СОД полным сечением пролив нефти испарение с поверхности пролива образование парогазовоздушного облака при появлении источника инициирования - сгорание облака с образованием избыточного

давления ударной волны взрыва воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты;

- для нефтепровода Ду 200:

а) разгерметизация трубопровода (подземной части) полным сечением пролив нефти в грунт с выходом на поверхность испарение нефти образование облака топливно-воздушной смеси, рассеяние облака, загрязнение окружающей среды;

б) разгерметизация трубопровода (подземной части) полным сечением пролив нефти в грунт с выходом на поверхность испарение нефти образование облака топливно-воздушной смеси при появлении источника инициирования - воспламенение нефти и пожар пролива тепловое воздействие на окружающие объекты и людей загрязнение атмосферы продуктами горения;

в) разгерметизация трубопровода (подземной части) полным сечением пролив нефти в грунт с выходом на поверхность испарение нефти образование токсичного облака топливно-воздушной смеси при появлении источника инициирования - сгорание облака с образованием избыточного давления ударной волны взрыва воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты.

Источниками инициирования пожара и взрыва могут стать:

- разряды статического электричества;
- фрикционные искры;
- открытое пламя и искры (при нарушении техники безопасности), разряд атмосферного электричества.

Показатели, характеризующие уровни теплового воздействия от пожара пролива на проектируемых сооружениях представлены в таблице (Таблица 4)

Таблица 4

Наименование аварийного блока	Эффек- тивный диаметр пролива, м	Расстояние от геометрического центра пролива до облучаемого объекта, м при интенсивности теплового излучения			
		1,4кВт/м ² безопасная интенсивность	4,2кВт/м ² безопасная для человека в брезентовой одежде	7,0кВт/м ² Ожог 2 степени через 30-40 с	10,5кВт/м ² ожог 2 степени через 12-16 с
Нефтепровод ДНС – ЦПНГ м. Алибекмола					
Узел линейной арматуры DN 200	60,77	82,38	42,24	30,4	-
Узел запуска/приема СОД DN 200	10,06	27,32	14,47	10,03	7,19
Нефтепровод DN 200	56,45	77,15	39,31	28,24	-

Показатели, характеризующие уровни воздействия избыточного давления ударной волны взрыва представлены в таблице (Таблица 5).

Таблица 5

Наименование аварийного блока	Радиусы зон воздействия ударной волны взрыва, м					
	Параметры избыточного давления, кПа					
	100	53	28	12	5	3
Нефтепровод ДНС – ЦПНГ м. Алибекмола						
Узел линейной арматуры DN 200	63,41	89,07	130,33	232,67	465,45	725,38
Узел запуска/приема СОД DN200	11,95	16,76	24,48	43,64	87,21	135,87

Нефтепровод DN 200	60,37	84,8	124,09	221,52	443,16	690,65
--------------------	-------	------	--------	--------	--------	--------

Степень разрушения зданий и поражения незащищенных людей в зависимости от избыточного давления ударной волны взрыва представлены в таблице (Таблица 6).

Таблица 6

Избыточное давление ударной волны АРф, кПа	Степень разрушения зданий и поражения незащищенных людей
Разрушение зданий и сооружений	
100	Полное разрушение зданий
53	50 % разрушение зданий
28	Средние повреждения зданий
12	Умеренные повреждения зданий
	Поражение незащищенных людей
Свыше 70	Крайне тяжелые - полученные травмы часто приводят к смертельному исходу
70-50	Тяжелые - сильная контузия всего организма, повреждения внутренних органов и мозга, тяжелые переломы конечностей. Возможны смертельные исходы
50-25	Средние - серьезные контузии, повреждение органов слуха, кровотечение из носа и ушей, сильные вывихи переломы конечностей
25-10	Легкие - легкая общая контузия организма, временное повреждение слуха, ушибы и вывихи конечностей
5	Нижний порог поражения человека

Расчетные вероятности возникновения максимальных порывов (максимальной аварии) на наиболее опасных проектируемых объектах и сооружениях представлены в таблице (Таблица 7).

Таблица 7

Наименование аварийного блока	Вероятность возникновения максимальной аварии, в год
Нефтепровод ДНС – ЦПНГ м. Алибекмола	
Нефтепровод DN 200	9,44-10 ⁻²

Вероятность возникновения максимальных аварий от пожара пролива и от воздействия избыточного давления ударной волны взрыва на проектируемых объектах и сооружениях и индивидуальный риск представлены в таблице (Таблица 8).

Таблица 8

Наименование аварийного блока	Вероятность возникновения пожара пролива, в год	Индивидуальный риск от теплового воздействия, в год	Вероятность возникновения избыточного давления ударной волны взрыва, в год	Индивидуальный риск от воздействия избыточного давления ударной волны взрыва,
Нефтепровод ДНС – ЦПНГ м. Алибекмола				
Узел линейной арматуры DN 200	1,85-10 ⁻²	1,48-10 ⁻⁴	7,91-10 ⁻³	6,33-10 ⁻⁵
Узел запуска/приема СОД DN 200	4,55-10 ⁻⁶	3,64-10 ⁻⁷	4,50-10 ⁻⁷	3,60-10 ⁻⁸
Нефтепровод DN 200	2,45-10 ⁻²	1,67-10 ⁻⁵	2,82-10 ⁻³	1,92-10 ⁻⁶

9.3.3. Сведения о численности и размещении производственного персонала проектируемого объекта, объектов и (или) организаций, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов в случае аварий на объекте строительства

Учитывая пространственно-временное распределение обслуживающего персонала, в зоне действия поражающих факторов в случае наиболее опасной по своим последствиям аварии возможно нахождение 2 человек.

Объекты сторонних организаций в зоны действия поражающих факторов не попадают.

9.3.4. Сведения о численности и размещении населения на прилегающей территории, которая может оказаться в зоне действия поражающих факторов в случае аварии на объекте строительства

Ближайший населенный пункт с.Сага и вахтовый поселок «Жаназол». в зону действия поражающих факторов от возможных аварий на проектируемых объектах не попадают.

9.3.5. Решения по предупреждению аварийных выбросов опасных веществ

Для исключения разгерметизации оборудования и предупреждения аварийных выбросов опасных веществ на нефтепроводе ДНС-ЦПНГ м Алибекмола предусмотрено:

- применение закрытой герметичной системы транспорта нефти;
- высокий уровень автоматизации производственного процесса, обеспечивающий сигнализацию об отклонениях технологических параметров от допустимых значений при возможных аварийных ситуациях;
- при аварийных ситуациях на нефтепроводе (порыве трубопровода, падении давления) автоматическая остановка работы насосного оборудования на ДНС.
- контроль состояния воздушной среды с предупредительной сигнализацией на ПУН;
- автоматическая пожарная сигнализация на площадке ПУН. В случае пожара автоматическое прекращение подачи электропитания на оборудование, автоматическое отсечение подачи продукта на оборудование;
- применение арматуры с классом герметичности не ниже «А» по ГОСТ 9544-2005;
- все электрооборудование выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении;
- выбор типа оборудования, труб, фланцевых соединений, прокладок и крепёжных изделий в соответствии с транспортируемой средой, температурой, давлением;
- трубы и детали трубопроводов с увеличенной толщиной стенки выше расчетной;
- защита от атмосферной коррозии наружной поверхности надземных трубопроводов путем использования трубопроводов из композитных материалов;
- при переходах через грунтовые дороги защита нефтепровода дорожными плитами;
- все монтажные соединения нефтепровода подвергаются контролю в объеме 100%.

Выбор сортамента и материального исполнения стальных технологических трубопроводов представлен в таблице (Таблица 9)

Таблица 9

Ду,	Продукт	Р, МПа	Температура	Параметры трубопровода
-----	---------	--------	-------------	------------------------

мм			продукта, °С	Категория	Д х , мм	Тип трубы, материал
Нефтепровод						
200	Нефть	4,0	5-18	II	204,7х5,1	Трубы стеклопластиковые по СП 191140016366-ТОО- 02-2023
				III		

9.3.6. Сведения о наличии и характеристиках систем контроля радиационной, химической обстановки, обнаружения взрывоопасных концентраций

Контроль радиационной и химической обстановки в районе проектируемых объектов и сооружений в мирное время осуществляется силами и средствами органов государственных структур, специально уполномоченных в решении задач по контролю радиационной, химической обстановки.

Высокий уровень автоматизации производственного процесса, обеспечивает сигнализацию об отклонениях технологических параметров от допустимых значений при возможных аварийных ситуациях.

9.3.7. Решения, направленные на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов (сбросов) опасных веществ

Транспорт обводненной нефти осуществляется по нефтепроводу от ДНС до площадки ПУН в районе ЦПНГ м. Алибекмола. Давление нефти в точке подключения на ЦПНГ Алибекмола обеспечивают насосы внешнего транспорта на ДНС.

9.3.8. Решения по обеспечению взрывопожаробезопасности

На случай возникновения пожара обеспечивается возможность безопасной эвакуации находящихся в зданиях людей через эвакуационные выходы.

Эстакады для прокладки технологических трубопроводов и электрических кабелей, конструкции площадок и опор для размещения технологического оборудования выполнены из негорючих материалов, т.е. стальными из прокатных профилей.

В местах прохода людей через технологические трубопроводы и обслуживания задвижек имеются переходные площадки с лестницами. Покрытие площадок выполнено из просечно-вытяжного настила. Перильные ограждения площадок имеют высоту 1.25 м. Лестницы предусмотрены с уклоном не более 60°, высота ступенек не более 250 мм, с двух сторон.

Пожарная сигнализация

Здания, сооружения и технологические установки защищаются автоматическими установками пожаротушения и пожарной сигнализацией в соответствии с требованиями СН РК 2.02-11-2002, ППБС РК 10-98. Оснащение зданий, сооружений и наружных площадок датчиками ДВК (газоанализаторами) выполнено в соответствии с требованиями ППБС РК 10-98.

Автоматическая система обнаружения пожара на объектах, обеспечивает обнаружение пожара на ранней стадии возникновения, своевременное оповещение дежурного персонала и автоматическое управление системами пожаротушения.

Система включает следующее оборудование:

- пожарные извещатели;
- звуковые и световые оповещатели;
- пульт контроля и управления.

При возникновении пожара на каком-либо контролируемом объекте при

срабатывании одного датчика в систему поступает сигнал «Тревога».

При срабатывании второго датчика формируется сигнал «Пожар» для подачи команды на управление оборудованием системы автоматики.

При пожаре в зданиях обслуживающего назначения и технологических помещений предусматривается система оповещения людей о пожаре подачей световых и звуковых сигналов в соответствии с действующими нормами.

Датчики - газоанализаторы установлены на технологических площадках, где возможно образование взрывоопасных концентраций газов (паров) на узлах запуска/приема СОД, площадке сепарационно-дренажного узла.

На открытых площадках предусмотрены датчики по периметру взрывоопасной зоны на расстоянии не более 20м. Датчики ДВК на открытых площадках предусмотрены на высоте 0,5-1,0 м от поверхности покрытия площадки.

При уровне загазованности 10 % НКПР в помещениях включаются аварийные вытяжные вентсистемы и подается предупреждающий сигнал (световой и звуковой) у входа в помещение, а также - в операторную.

При загазованности 30 % НКПР в помещении насосной автоматически отключаются насосные агрегаты и подается аварийный сигнал (световой и звуковой) у входа в помещение и в операторную.

При загазованности 10 % НКПР на площадке подается предупредительный.

Молниезащита и заземление

Основной мерой обеспечения электробезопасности для электроустановок напряжением до 1 кВ являются сети с глухозаземленной нейтралью и системой заземления типа TN-C-Б, во взрывоопасных зонах типа TN-S.

На вводах в здания и сооружения выполняется повторное заземление PEN или PE проводника.

Нейтраль каждого трансформатора присоединяется к защитному заземлению с сопротивлением не более 4 Ом.

Для защиты от поражения электрическим током принято защитное автоматическое отключение питания и система уравнивания потенциалов в электроустановках до 1 кВ.

Система уравнивания потенциалов соединяет между собой:

- нулевой защитный PE или PEN проводник питающей сети в системе TN;
- заземляющий проводник, присоединенный к заземлителю повторного заземления на вводе в здание;
- металлические трубы коммуникаций, входящих в здание;
- металлические части каркаса зданий и сооружений;
- металлические части централизованных систем вентиляции и кондиционирования;
- броню кабеля;
- заземляющее устройство защиты от статического электричества;
- заземляющее устройство системы молниезащиты второй и третьей категорий.

Для соединения с основной системой уравнивания потенциалов все указанные части должны быть присоединены к главной заземляющей шине при помощи проводников системы уравнивания потенциалов.

По устройству молниезащиты здания и сооружения или их части относятся:

- ко II категории - помещения с зонами классов В4а (2), а также наружные взрывоопасные установки с зоной класса В-1г (2);
- к III категории - прожекторные мачты, радиомачта, здания и сооружения III и IV степени огнестойкости, в которых отсутствуют помещения с зонами взрыво и пожароопасных классов.

Для обеспечения II категории по молниезащите, здания и сооружения защищаются от прямых ударов молнии, вторичных ее проявлений и заноса высокого потенциала через металлические коммуникации.

Для обеспечения II категории по молниезащите, наружные установки защищаются от

прямых ударов и вторичных проявлений молнии.

Для обеспечения III категории по молниезащите, здания и сооружения защищаются от прямых ударов молнии и заноса высокого потенциала через металлические коммуникации.

В целях защиты зданий и сооружений от прямых ударов молнии используются в качестве естественных молниеотводов прожекторные мачты и молниеотводы других близ расположенных сооружений, а также металлические конструкции кровли зданий.

Для защиты зданий, сооружений и наружных площадок от вторичных проявлений молнии необходимо металлические корпуса всего оборудования и аппаратов присоединить к заземляющему устройству электроустановок, внутри здания между трубопроводами и другими протяженными металлическими конструкциями в местах их сближения на расстояние менее 10 см через каждые 30 м выполнить перемычки.

Для защиты от прямых ударов молнии, вторичных ее проявлений все технологические трубопроводы и аппараты, металлоконструкции зданий и сооружений, прожекторные и радиомачты присоединяются к заземляющему устройству.

Для защиты от грозовых перенапряжений бронированный кабель при подходе к прожекторной мачте прокладывается в траншее не менее 10 метров.

Защита от прямых ударов молнии дыхательных, газоотводных труб и пространства над ними предусматривается отдельно стоящими молниеотводами.

Для защиты от заноса высоких потенциалов металлические коммуникации (надземные и подземные) при вводе в здание или сооружение присоединяются к заземляющему устройству электроустановок или защиты от прямых ударов молнии.

Для защиты от статического электричества все технологические трубопроводы и аппараты надежно заземляются и представляют на всем протяжении непрерывную электрическую цепь, что достигается затяжкой болтов фланцев и устройством металлических перемычек.

Заземляющее устройство защитного заземления, молниезащиты и защиты от статического электричества общее.

Для обеспечения устойчивой работы оборудования связи, оборудования КП телемеханики и КиП и безопасного обслуживания применяется электрооборудование (трансформаторы, автоматические выключатели, контакторы и т.д.) и кабельная продукция имеющие сертификат на электромагнитную совместимость (ЭМС).

Защита оборудования КП телемеханики и КиП от поступающих по проводнику помех практически полностью исключается за счет UPS типа «on-line».

В групповых линиях, питающих штепсельные розетки предусматриваются устройства защитного отключения (УЗО) с номинальным током срабатывания не более 30 мА в соответствии с требованиями ПУЭ.

9.3.9. Сведения о наличии и характеристиках систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций, а также безаварийной остановки технологического процесса

Объем контроля и автоматизации сооружений принят в соответствии с требованиями нормативных документов и обеспечивает работу объектов без присутствия дежурного персонала у технологического оборудования.

Объемом автоматизации предусматривается передача сигналов по жесткопроводным линиям.

Для КТП предусматривается передача сигналов по последовательной связи:

- сигнал состояния АВР;
- учет электроэнергии.

Емкости дренажные ЕД.

Предусмотрен следующий объем автоматизации:

- дистанционное измерение уровня жидкости в емкости дренажной;
- сигнализация несанкционированного доступа в люк-лаз емкости дренажной.

Для камеры приема/запуска СОД предусматривается следующий объем автоматизации:

- автоматическое закрытие отсекающих электроздвижек при аварийном падении давления в трубопроводе (порыв трубопровода);
- дистанционное управление:
 - а) положением электроприводных задвижек (откр/закр).
 - б) датчиком прохождения СОД (деблокировка);
- дистанционное измерение:
 - а) давления до и после камеры;
- сигнализация аварийно низкого давления до и после камеры;
- предупредительная сигнализация:
 - а) высокого и низкого давления до и после камеры;
 - б) повышенного давления в камере СОД;
- сигнализация известительная:
 - а) положения электроприводной задвижки (откр/закр);
 - б) прохождения очистного устройства;
 - в) режим местного управления;

Узел отключающей арматуры с электроприводом предусматривается следующий объем автоматизации:

- автоматическое закрытие задвижки с электроприводом при аварийном падении давления в трубопроводе до или после задвижки;
- дистанционное управление задвижкой с электроприводом;
- дистанционное измерение давления в нефтепроводе до и после задвижки;
 - а) сигнализация аварийная;
 - б) высокого и предельно низкого давления в нефтепроводе до и после задвижки;
 - в) заклинивания задвижки;
- сигнализация известительная положения задвижки (откр/закр).

9.3.10.Решения по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственным процессом, безопасности находящегося в нем персонала и возможности управления процессом при аварии

Управление технологическим процессом осуществляется из существующей операторной, расположенной на площадке ДНС.

Предусмотрен высокий уровень автоматизации, исключающий постоянное пребывание персонала на технологических площадках.

Таким образом, в случае возникновения аварийной ситуации оператор сможет управлять технологическим процессом.

9.3.11.Сведения о наличии, местах размещения и характеристиках основных и резервных источников электроснабжения, водоснабжения, а также систем связи

Электроснабжение.

Потребители электроэнергии по надежности электроснабжения относятся в соответствии с ВНТП 3-85:

- к I-ой категории - оборудование КИПиА, связи на объектах транспорта нефти, а также охранная сигнализация, видеонаблюдение и пожарная сигнализация на всех площадках;
- остальные электроприемники относятся ко II-ой категории.

Источником электроснабжения объектов является существующая подстанция ПС 110/35/6 кВ, находящаяся в районе площадки ДНС.

Распределение электроэнергии на напряжении 6 кВ осуществляется:

- по месторождению по двум ВЛ-6 кВ от разных секций подстанции 110/35/6 кВ.

Распределение электроэнергии напряжении 0,4 кВ предусматривается от двухтрансформаторных подстанций напряжением 6/0,4 кВ с автоматическим включением резерва (АВР) на стороне 0,4 кВ, низковольтных комплектных устройствах (НКУ) и распределительных щитов.

В случае нарушения электроснабжения на напряжении 0,4 кВ, питание электроприемников особой группы на площадке ДНС предусматривается от дизельной электростанции и для исключения бестоковой паузы - от источников бесперебойного питания (UPS) в комплекте с распределительными щитами. Источники бесперебойного питания приняты по схеме «on-line».

Водоснабжение.

На проектируемых объектах вода требуется на:

- хозяйственно-питьевые нужды обслуживающего персонала;
- полив зеленых насаждений, проездов и дорог;
- производственные нужды.

В качестве источника водоснабжения для хозяйственно-питьевых нужд и полив используется привозная вода от вахтового лагеря ТОО «Урихтау Оперейтинг».

Вода питьевого качества доставляется автобойлерами от вахтового лагеря ТОО «Урихтау Оперейтинг».

Для хранения привозной воды в зданиях установлены баки питьевой воды со штуцерами для присоединения трубопроводов (подводящего, питающего, переливного, грязевого) и указателя уровня.

Для наполнения баков питьевой водой предусмотрены трубопроводы, выведенные из здания наружу и оканчивающиеся гайкой ГМ-50, для подключения автобойлера.

Вода питьевого качества подводится к сантехприборам (умывальникам, унитазу, душевым, водонагревателям).

Вода привозится самим персоналом в количестве 25 л (на 1 сутки) из расчета 25 л/смену.

Горячая вода подводится к санитарным приборам (умывальникам, раковинам, душам).

Источниками тепла для приготовления горячей воды являются электрические водонагреватели емкостного типа, установленные вблизи сантехприборов.

Приготовление горячей воды в электрических водонагревателях осуществляется круглогодично.

Системы горячего водоснабжения выполнены из полипропиленовых труб. Трубы прокладываются с уклоном не менее 0.002 в сторону спускных устройств. В верхних точках установлены устройства для сброса воздуха.

Системы связи

Системы производственно-технологической связи для нефтепровода ДНС-ЦПНГ м. Алибекмола приняты для возможности обеспечить:

- телефонную связь по технологии VoIP;
- УКВ радиосвязь стандарта DMR.

Для организации каналов связи с промышленной базой ТОО «Урихтау Оперейтинг» предусматривается цифровая радиорелейная линия связи.

Для организации каналов связи между линейными объектами трубопроводов предусматривается оборудование системы широкополосного беспроводного доступа.

Для обеспечения передачи данных с ПУН в районе ЦПНГ м.Алибекмола на операторные ЦПНГ предусматривается радиосвязь.

9.3.12. Решения по предотвращению постороннего вмешательства в деятельность объекта (по системам физической защиты и охраны объекта)

Ограждение территории охраняемого объекта является основным элементом инженерно-технических средств охраны, и предназначено для исключения случаев прохода лиц и проезда транспорта на охраняемый объект и с объекта.

Площадки ограждаются продуваемой оградой панельного типа высотой 2.20 м металлическими сетчатыми панелями PROFI/MEDIUM ТУ-9693-011-75483238-2012 по металлическим стойкам-трубам. Для въезда автотранспорта и прохода обслуживающего персонала на проектируемых площадках предусмотрены ворота и калитки. Распашные ворота и калитки также PROFI/MEDIUM.

Пропускной режим должен обеспечить такой порядок, при котором исключается всякая возможность бесконтрольного прохода лиц на территорию объекта и обратно, въезда и выезда транспорта, вывоза и выноса материальных ценностей, без предъявления установленных пропусков и документов.

Охрана проектируемого объекта будет осуществляться силами существующего частного охранного предприятия (ЧОП) в режиме круглосуточного наблюдения, осуществляющего охрану существующих объектов.

Информация от системы видеонаблюдения выводится на центральное серверное оборудование в здание Операторной с КПП в помещении Аппаратной ДНС, снабженное соответствующим программным обеспечением. Служба безопасности месторождения Урихтау и операторы будут иметь возможность контролировать оперативную обстановку на площадке, осуществлять оперативное управление и получать архивную информацию, хранящуюся на видеосерверах.

Для наблюдения за территорией технологических площадок предусмотрена установка сетевых видеокамер: купольных поворотных PTZ для наружного охранного наблюдения AXIS Q6054-E; IP фиксированных, наружной установки, системы "день-ночь" AXIS P1354-E. Видеокамеры должны быть ориентированы таким образом, чтобы обеспечить контроль за всей территорией площадки.

Передача видеоизображения и сигналов управления от сетевых видеокамер до коммутаторов передачи данных осуществляется по протоколу Ethernet 10/100 Base-T.

Электроосвещение

Предусмотрено рабочее и аварийное (резервное и эвакуационное) электроосвещение внутреннее во всех помещениях и наружных площадок обслуживания и технологических площадок.

Освещенность помещений, наружных площадок и территорий принята в соответствии с действующими нормами и сводом правил, типы светильников и род проводок соответствует условиям среды, назначению и характеру производимых работ.

Рабочее освещение напряжением 380/220В предусматривается для обеспечения нормальной работы во всех помещениях, на площадках обслуживания технологического оборудования.

Для внутреннего рабочего освещения используются промышленные люминесцентные светильники с лампами белого цвета.

Освещение резервное предусматривается в операторной ПУН, электрощитовых.

Освещение резервное в нормальном режиме является частью рабочего электроосвещения и подключается к источнику питания, независимому от источника рабочего освещения.

Освещение резервное создает на рабочих поверхностях наименьшую освещенность в размере 30 % освещенности, нормируемой для рабочего освещения.

Для резервного освещения используются в основном те же типы светильников, что и для рабочего освещения.

Эвакуационное освещение запитывается от отдельных щитов. Время работы

светильников эвакуационного освещения должно быть достаточным для полной эвакуации людей в безопасную зону.

Световые указатели «Выход» (эвакуационного освещения) должны иметь встроенные аккумуляторные батареи, не используемые в нормальном режиме (переключение на аккумуляторы при прекращении внешнего питания). Время работы светильников от аккумуляторных батарей должно быть достаточным для полной эвакуации людей в безопасную зону.

В помещениях КТП, щитовых, операторных предусматривается переносное освещение на напряжение 42 В, для чего устанавливаются понизительные трансформаторы 220/42 В.

Управление внутренним освещением осуществляется выключателями, устанавливаемыми по месту.

Наружное освещение территории технологического оборудования предусматривается прожекторами с энергосберегающими натриевыми лампами типа ДНаТ, устанавливаемыми на прожекторных мачтах.

Наружное освещение площадок обслуживания технологических установок предусматривается светильниками во взрывозащищенном исполнении с ртутными лампами, устанавливаемых на трубных стойках.

Управление наружным электроосвещением территории ДНС осуществляется с помощью ящиков управления типа ЯУО - автоматическое (фотоэлементом) и ручное (кнопкой управления). Ящики управления размещаются в доступных для обслуживания помещениях - в КТП.

Управление электроосвещением наружных технологических площадок предусмотрено кнопками ПВК, устанавливаемыми у входов на площадки.

Нормируемая освещенность на территории запроектирована согласно ВСН 34-91 и составляет:

- 10 лк - запорная арматура, клапаны;
- 2 лк - основные проезды.

9.3.13. Описание и характеристики системы оповещения о ЧС

Для доведения сигнала оповещения до персонала объекта используются каналы связи. Оповещение местных и территориальных органов власти и населения осуществляется с использованием средств и связи государственных подсистем, специально уполномоченных в области решения задач, связанных с локализацией и ликвидацией ЧС.

Оповещение и доведения информации до персонала объекта будет осуществляться при помощи средств телефонной и громкоговорящей связи.

Для оповещения о ЧС и производственных нужд предусматривается громкоговорящая связь по площадке ДНС. Центральная стойка системы устанавливается в серверной здания операторной ДНС. В состав центральной стойки входят: усилители, блок коммутационный, плата для подключения диспетчерского пульта, блок записи речевых сообщений и тоновых сигналов, блок распределения мощности по громкоговорителям, плата подключения к сети связи месторождения для организации диспетчерской связи с оператором ДНС.

На территории ДНС установлены взрывозащищенные громкоговорители мощностью 25 Вт. В помещениях операторной с КПП и поста охраны, расположенных на площадке ДНС, КПП, установлены громкоговорители офисного типа. Диспетчерские пульта установлены на рабочих местах операторов.

9.3.14. Решения по обеспечению беспрепятственной эвакуации людей с территории объекта и обеспечению беспрепятственного ввода и передвижения на проектируемом объекте сил и средств ликвидации аварий

Транспортная связь на месторождении осуществляется по подъездным автодорогам до ДНС и АГЗУ и внутрипромысловым дорогам к нефтяным скважинам и площадке учета нефти на ЦПНГ Алибекмола.

Внутренние автодороги запроектированы в увязке с генеральным планом площадок. Система дорог кольцевая и тупиковая с разворотными площадками размером 15.0 x 15.0 м.

Сеть внутренних автомобильных дорог и проездов разработана с учетом внутреннего грузопотока и противопожарного обслуживания предприятия.

Расчетный объем перевозок транспортных средств на площадке ДНС (без явно выраженного оборота) принят не более 0,35 млн.т. нетто/год.

Подъезды к отдельным производственным объектам, не являющимся грузообразующими точками предприятия и суточная интенсивность движения, на которых не превышает 100 транспортных единиц в сутки, приняты по нормам внутриплощадочных и межплощадочных дорог IV-в категории.

Основные параметры поперечного профиля внутриплощадочных дорог назначены с учетом проектных решений вертикальной планировки, размещения подземных и надземных коммуникаций.

Проезжая часть принята однополосной с обочинами, с двухскатным поперечным профилем на прямолинейных участках. Поперечные уклоны проезжей части и обочин назначены в зависимости от типа дорожной одежды.

Конструкция дорожной одежды на всех проектируемых площадках разработана в соответствии с типовым проектом серии 3.503-71/88 “Дорожные одежды автомобильных дорог общего пользования” и принята:

- на площадках узлов СОД с щебеночным покрытием.

Ширина проезжей части дорог с щебеночным покрытием принята 4,5 м, обочин - шириной 1,5 м.

9.3.15. Предупреждение чрезвычайных ситуаций, возникающих в результате возможных аварий на рядом расположенных потенциально опасных объектах и транспортных коммуникациях

9.3.15.1. Перечень ПОО и транспортных коммуникаций, аварии на которых могут стать причиной возникновения ЧС на объекте строительства

В непосредственной близости от проектируемых объектов отсутствуют потенциально опасные объекты сторонних организаций, аварии на которых могут стать причиной возникновения ЧС на объекте строительства.

Пересечения с транспортными коммуникациями аварии, на которых могут стать причиной возникновения ЧС на проектируемом объекте отсутствуют.

9.3.15.2. Определение зон действия основных поражающих факторов при авариях на рядом расположенных потенциально опасных объектах и транспортных коммуникациях с указанием источника информации или применяемых методик расчета

В непосредственной близости от проектируемых объектов отсутствуют потенциально опасные объекты сторонних организаций, аварии на которых могут стать

причиной возникновения ЧС на объекте строительства.

Пересечения с транспортными коммуникациями аварии, на которых могут стать причиной возникновения ЧС на проектируемом объекте отсутствуют.

9.3.15.3. Мероприятия по обеспечению промышленной безопасности и защите населения

9.3.15.4. Обеспечение промышленной безопасности

В соответствии с требованиями главы 14 Закона РК «О гражданской защите» промышленная безопасность направлена на соблюдение требований промышленной безопасности, установленных в технических регламентах, правилах обеспечения промышленной безопасности, инструкциях и иных нормативных правовых актах Республики Казахстан.

Промышленная безопасность обеспечивается путем:

- 1) установления и выполнения требований промышленной безопасности, являющихся обязательными, за исключением случаев, установленных законодательством Республики Казахстан;
- 2) допуска к применению на опасных производственных объектах технологий, взрывчатых веществ и изделий на их основе, соответствующих требованиям промышленной безопасности;
- 3) допуска к применению на территории Республики Казахстан опасных технических устройств, соответствующих требованиям промышленной безопасности;
- 4) декларирования промышленной безопасности опасного производственного объекта;
- 5) государственного контроля и надзора, а также производственного контроля в области промышленной безопасности;
- 6) экспертизы промышленной безопасности;
- 7) аттестации юридических лиц на право проведения работ в области промышленной безопасности;
- 8) мониторинга промышленной безопасности;
- 9) проведения профилактических и горноспасательных, газоспасательных, противофонтанных работ на опасных производственных объектах профессиональными аварийно-спасательными службами в области промышленной безопасности;
- 10) проведения монтажа, технического обслуживания, технического освидетельствования лифтов, эскалаторов, траволаторов, а также подъемников для лиц с инвалидностью в соответствии с национальными стандартами;
- 11) своевременного обновления и технического перевооружения опасных производственных объектов.

9.3.15.5. Признаки опасных производственных объектов

Признаками опасных производственных объектов являются:

- 1) производство, использование, переработка, образование, хранение, транспортировка (трубопроводная), уничтожение хотя бы одного из следующих опасных веществ:

источника ионизирующего излучения;

воспламеняющегося вещества - газа, который при нормальном давлении и в смеси с воздухом становится воспламеняющимся, и температура кипения которого при нормальном давлении составляет 20 градусов Цельсия или ниже;

взрывчатого вещества - вещества, которое при определенных видах внешнего воздействия способно на быстрое самораспространяющееся химическое превращение с выделением тепла и образованием газов;

горючего вещества - жидкости, газа, способных самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления;

окисляющего вещества - вещества, поддерживающего горение, вызывающего воспламенение и (или) способствующего воспламенению других веществ в результате окислительно-восстановительной экзотермической реакции;

токсичного вещества - вещества, способного при воздействии на живые организмы приводить к их гибели и имеющего следующие характеристики:

средняя смертельная доза при введении в желудок от 15 до 200 миллиграммов на килограмм веса включительно;

средняя смертельная доза при нанесении на кожу от 50 до 400 миллиграммов на килограмм веса включительно;

средняя смертельная концентрация в воздухе от 0,5 до 2 миллиграммов на литр включительно;

высокотоксичного вещества - вещества, способного при воздействии на живые организмы приводить к их гибели и имеющего следующие характеристики:

средняя смертельная доза при введении в желудок не более 15 миллиграммов на килограмм веса;

средняя смертельная доза при нанесении на кожу не более 50 миллиграммов на килограмм веса;

средняя смертельная концентрация в воздухе не более 0,5 миллиграмма на литр;

вещества, представляющего опасность для окружающей среды, в том числе характеризующегося в водной среде следующими показателями острой токсичности:

средняя смертельная доза при ингаляционном воздействии на рыбу в течение девяноста шести часов не более 10 миллиграммов на литр;

средняя концентрация яда, вызывающая определенный эффект при воздействии на дафнию в течение сорока восьми часов, не более 10 миллиграммов на литр;

средняя ингибирующая концентрация при воздействии на водоросли в течение семидесяти двух часов не более 10 миллиграммов на литр;

2) производство расплавов черных, цветных, драгоценных металлов и сплавов на основе этих металлов;

3) ведение горных, геологоразведочных, буровых, взрывных работ, работ по добыче полезных ископаемых и переработке минерального сырья, работ в подземных условиях, за исключением геологоразведки общераспространенных полезных ископаемых и горных работ по их добыче без проведения буровзрывных работ.

9.3.15.6. Опасные производственные объекты

К опасным производственным объектам относятся предприятия, производственные подразделения и другие объекты данных предприятий, обладающие признаками, установленными статьей 70 Закона РК «О гражданской защите», и идентифицируемые как таковые в соответствии с правилами идентификации опасных производственных объектов, утвержденными уполномоченным органом в области промышленной безопасности.

К опасным производственным объектам также относятся опасные технические устройства:

1) технические устройства, работающие под давлением более 0,07 мега-Паскаля или при температуре нагрева воды более 115 градусов Цельсия, за исключением тепловых сетей;

2) грузоподъемные механизмы, эскалаторы, канатные дороги, фуникулеры, лифты, траволаторы, а также подъемники для лиц с ограниченными возможностями (лиц с

инвалидностью);

3) паровые и водогрейные котлы, работающие под давлением более 0,07 мегаПаскаля и (или) при температуре нагрева воды более 115 градусов Цельсия (организации теплоснабжения), сосуды, работающие под давлением более 0,07 мегаПаскаля, грузоподъемные механизмы, эскалаторы, канатные дороги, фуникулеры, лифты, траволаторы, а также подъемники для лиц с ограниченными возможностями (лиц с инвалидностью) на объектах социальной инфраструктуры;

4) установки для бурения и ремонта скважин с глубиной бурения более двухсот метров, эксплуатируемые на опасных производственных объектах;

5) шахтные подъемные установки и подъемные машины;

6) передвижные склады взрывчатых веществ и изделий на их основе, смесительно-зарядные и доставочно-зарядные машины, мобильные и стационарные установки для изготовления взрывчатых веществ и изделий на их основе.

9.3.15.7. Обязательное декларирование промышленной безопасности опасного производственного объекта

Обязательному декларированию промышленной безопасности подлежат опасные производственные объекты, соответствующие критериям отнесения опасных производственных объектов к декларируемым, утвержденным уполномоченным органом в области промышленной безопасности.

Декларация промышленной безопасности опасного производственного объекта (далее - декларация) разрабатывается для проектируемых и действующих опасных производственных объектов.

Разработка декларации осуществляется организацией, эксплуатирующей опасный производственный объект, самостоятельно.

Декларация утверждается руководителем организации, эксплуатирующей опасный производственный объект.

Руководитель организации, эксплуатирующей опасный производственный объект, несет ответственность за своевременность представления, полноту и достоверность сведений, содержащихся в декларации, установленную законами Республики Казахстан.

Рассмотрение документов для присвоения регистрационного шифра декларации осуществляется уполномоченным органом в области промышленной безопасности.

Уполномоченный орган в области промышленной безопасности, рассмотрев представленные документы, принимает решение о регистрации декларации либо представляет мотивированный отказ.

Декларация, зарегистрированная уполномоченным органом в области промышленной безопасности, хранится в уполномоченном органе в области промышленной безопасности в форме электронного документа.

Эксплуатация опасного производственного объекта без декларации, зарегистрированной уполномоченным органом в области промышленной безопасности, запрещается.

Сведения об опасных производственных объектах, по которым зарегистрированы декларации промышленной безопасности, размещаются на интернет-ресурсе уполномоченного органа в области промышленной безопасности.

В случае изменения условий, влияющих на обеспечение промышленной безопасности, включая случаи модернизации или перепрофилирования опасного производственного объекта, декларация подлежит изменению.

При внесении изменений в декларацию она подлежит повторной регистрации в срок не позднее трех месяцев после внесения изменений.

9.3.15.8. План ликвидации аварий

На опасном производственном объекте разрабатывается план ликвидации аварий.

В плане ликвидации аварий предусматриваются мероприятия по спасению людей, действия руководителей и работников опасного производственного объекта, профессиональных аварийно-спасательных служб в области промышленной безопасности.

План ликвидации аварий содержит:

- 1) оперативную часть;
- 2) распределение обязанностей между работниками, участвующими в ликвидации аварий, последовательность действий;
- 3) список должностных лиц и учреждений, оповещаемых в случае аварии и участвующих в ее ликвидации.

План ликвидации аварий утверждается руководителем организации, эксплуатирующей опасный производственный объект, и согласовывается с профессиональной аварийно-спасательной службой в области промышленной безопасности.

9.3.15.9. Учебные тревоги и противоаварийные тренировки

На опасном производственном объекте проводятся учебные тревоги и противоаварийные тренировки по плану, утвержденному руководителем организации.

О проведении учебных тревог организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, письменно информирует территориальное подразделение уполномоченного органа в области промышленной безопасности не позднее десяти рабочих дней до даты их проведения.

Учебная тревога проводится техническим руководителем организации, эксплуатирующей опасный производственный объект, совместно с представителями территориального подразделения уполномоченного органа в области промышленной безопасности и профессиональных аварийно-спасательных служб в области промышленной безопасности.

Противоаварийная тренировка проводится с работниками по каждой позиции плана ликвидации аварии.

Итоги учебной тревоги, противоаварийной тренировки оформляются актом. Контроль за исполнением изложенных в акте предложений возлагается на руководителя организации, эксплуатирующей опасный производственный объект.

9.3.15.10. Права и обязанности организаций в сфере гражданской защиты

Организации имеют право:

- 1) вносить в государственные органы и органы местного самоуправления предложения по обеспечению гражданской защиты;
- 2) проводить работы по установлению причин и обстоятельств аварий, инцидентов и пожаров, происшедших на их объектах;
- 3) устанавливать меры социального и экономического стимулирования по обеспечению гражданской защиты в пределах, определенных законодательством Республики Казахстан;
- 4) получать информацию по вопросам гражданской защиты;
- 5) создавать, реорганизовывать и ликвидировать в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан, негосударственную противопожарную службу, которую они содержат за счет собственных средств, а также привлекать негосударственную противопожарную службу на основе договоров;
- 6) проводить оценку рисков в области промышленной безопасности.

Организации обязаны:

- 1) соблюдать требования, установленные законодательством Республики Казахстан в сфере гражданской защиты, а также выполнять предписания по устранению нарушений, выданные государственными инспекторами;
- 2) разрабатывать и осуществлять меры по обеспечению промышленной и пожарной безопасности;
- 3) проводить противопожарную пропаганду, а также обучать своих работников мерам пожарной безопасности;
- 4) создавать негосударственную противопожарную службу или заключать договоры с негосударственной противопожарной службой в случаях, предусмотренных законодательством Республики Казахстан;
- 5) содержать в исправном состоянии системы и средства пожаротушения, не допускать их использования не по назначению;
- 6) оказывать содействие при тушении пожаров, ликвидации аварий, установлении причин и условий их возникновения и развития, а также при выявлении лиц, допустивших нарушения требований пожарной и промышленной безопасности, возникновение пожаров и аварий, обеспечивать доступ подразделениям сил гражданской защиты при осуществлении ими служебных обязанностей на территории организаций в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан;
- 7) представлять по запросам уполномоченных органов в сфере гражданской защиты и промышленной безопасности и их государственных инспекторов сведения и документы о состоянии пожарной и промышленной безопасности, в том числе о пожарной опасности производимой ими продукции, а также происшедших на их территориях пожарах, авариях, инцидентах и их последствиях;
- 8) незамедлительно сообщать противопожарной службе о возникших пожарах, изменении состояния дорог и подъездов;
- 9) предоставлять в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан, информацию, оповещать работников и население об угрозе возникновения или о возникновении чрезвычайных ситуаций;
- 10) в случаях, предусмотренных законодательством Республики Казахстан, обеспечивать возмещение вреда (ущерба), причиненного вследствие чрезвычайных ситуаций работникам и другим гражданам, проводить после ликвидации чрезвычайных ситуаций мероприятия по оздоровлению окружающей среды, восстановлению хозяйственной деятельности физических и юридических лиц;
- 11) планировать и осуществлять мероприятия по защите работников и объектов производственного и социального назначения от чрезвычайных ситуаций.

Организации, имеющие опасные производственные объекты и (или) привлекаемые к работам на них, в дополнение к пункту 2 статьи 16 Закона РК «О гражданской защите» обязаны:

- 1) применять технологии, опасные технические устройства, взрывчатые вещества и изделия на их основе, допущенные к применению на территории Республики Казахстан;
- 2) организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности;
- 3) проводить обследование и диагностирование производственных зданий, технологических сооружений;
- 4) проводить технические освидетельствования технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах, а также указанных в пункте 2 статьи 71 Закона РК «О гражданской защите»;
- 5) проводить экспертизу технических устройств, отработавших

нормативный срок службы, для определения возможного срока их дальнейшей безопасной эксплуатации;

6) допускать к работе на опасных производственных объектах должностных лиц и работников, соответствующих установленным требованиям промышленной безопасности;

7) принимать меры по предотвращению проникновения на опасные производственные объекты посторонних лиц;

8) проводить анализ причин возникновения аварий, инцидентов, случаев утрат взрывчатых веществ и изделий на их основе, осуществлять мероприятия, направленные на предупреждение и ликвидацию вредного воздействия опасных производственных факторов и их последствий;

9) немедленно информировать о произошедшей аварии работников, профессиональную аварийно-спасательную службу в области промышленной безопасности, территориальное подразделение ведомства уполномоченного органа и территориальное подразделение уполномоченного органа в области промышленной безопасности, местные исполнительные органы, а при возникновении опасных производственных факторов - население, попадающее в расчетную зону чрезвычайной ситуации;

10) вести учет аварий, инцидентов, случаев утрат взрывчатых веществ и изделий на их основе на опасных производственных объектах;

11) предусматривать затраты на обеспечение промышленной безопасности при разработке планов финансово-экономической деятельности опасного производственного объекта;

12) предоставлять в территориальные подразделения уполномоченного органа в области промышленной безопасности информацию о травматизме и инцидентах;

12-1) предоставлять в территориальные подразделения уполномоченного органа в области промышленной безопасности информацию по учету (приходу, расходу, выдаче и возврату) взрывчатых веществ и изделий на их основе, применяемых при производстве взрывных работ на опасных производственных объектах;

13) обеспечивать государственного инспектора при нахождении на опасном производственном объекте средствами индивидуальной защиты, приборами безопасности;

14) обеспечивать своевременное обновление технических устройств, отработавших свой нормативный срок службы;

15) декларировать промышленную безопасность опасных производственных объектов, определенных настоящим Законом;

16) обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с требованиями, установленными законодательством Республики Казахстан;

17) обеспечивать подготовку, переподготовку и проверку знаний специалистов, работников в области промышленной безопасности;

18) заключать с профессиональными аварийно-спасательными службами и формированиями договоры на обслуживание в соответствии с законодательством Республики Казахстан или создавать объектовые профессиональные аварийно-спасательные службы и формирования для обслуживания опасных производственных объектов этих организаций;

20) осуществлять постановку на учет, снятие с учета опасных производственных объектов;

21) согласовывать проектную документацию на строительство, расширение, реконструкцию, модернизацию, консервацию и ликвидацию опасного производственного объекта в соответствии с настоящим Законом и

законодательством Республики Казахстан об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности;

22) при вводе в эксплуатацию опасного производственного объекта проводить приемочные испытания, технические освидетельствования с участием государственного инспектора;

23) поддерживать в готовности профессиональные объектовые аварийно-спасательные службы в области промышленной безопасности с обеспечением комплектации, необходимой техникой, оборудованием, средствами страховки и индивидуальной защиты для проведения аварийно-спасательных работ;

24) планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации возможных аварий и их последствий на опасных производственных объектах;

25) иметь резервы материальных и финансовых ресурсов на проведение работ в соответствии с планом ликвидации аварий;

26) создавать системы мониторинга, связи и поддержки действий в случае возникновения аварии, инцидента на опасных производственных объектах и обеспечивать их устойчивое функционирование;

27) осуществлять обучение работников действиям в случае аварии, инцидента на опасных производственных объектах;

28) создавать и поддерживать в постоянной готовности локальные системы оповещения.

Организации, отнесенные к категориям по гражданской обороне в дополнение к пункту 2 статьи 16 Закона РК «О гражданской защите», обязаны:

1) разрабатывать и реализовывать планы гражданской обороны;

2) разрабатывать, утверждать и реализовывать планы действий по ликвидации чрезвычайных ситуаций объектового характера и их последствий;

3) осуществлять мероприятия гражданской обороны по защите работников и объектов при ведении военных конфликтов;

4) осуществлять обучение работников по гражданской обороне;

5) создавать запасы и поддерживать в постоянной готовности средства коллективной и индивидуальной защиты;

6) организовывать проведение аварийно-спасательных и неотложных работ на своих объектах.

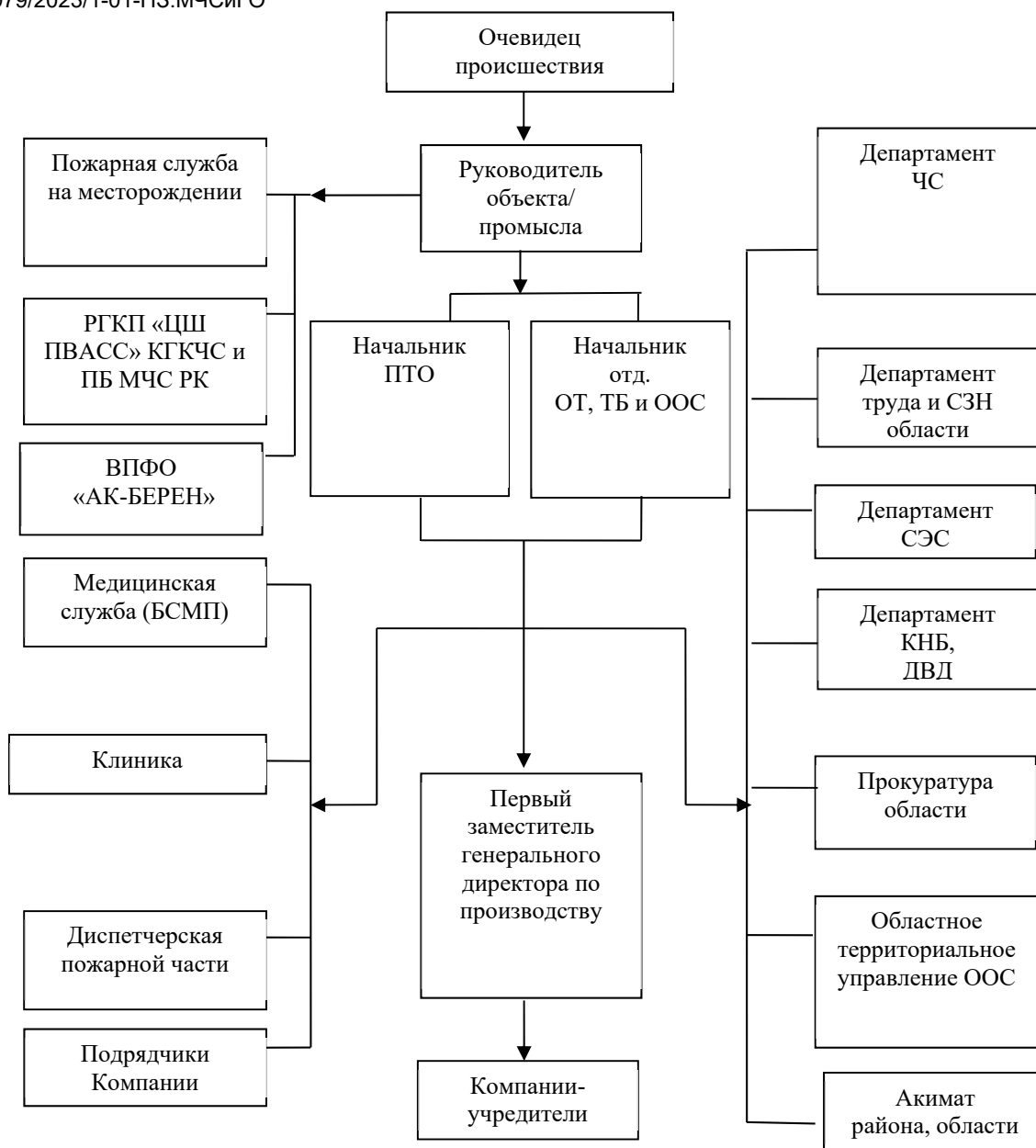
Система оповещения

1) Локальная система оповещения персонала промышленного объекта и населения

При авариях или угрозе возникновения ЧС оповещение руководства органов управления ГО, рабочих и служащих производится немедленно.

На промышленном объекте имеется и поддерживается в готовности локальная система оповещения в случае возникновения ЧС (радиосвязью, громкоговорящая связь через динамики, сотовая связь).

2) Схема и порядок оповещения о чрезвычайных ситуациях на объекте приведена на рис.1



Принять меры по вызову к месту аварии начальников участков, смен или других должностных лиц.

Территориальные органы МЧС: (ДЧС, УГКЧС и ПБ, ПС района, Аварийно-спасательная часть (АСЧ)): ВПФО «Ак Берен», РГКП «ЦШ ПВАСС» КГКЧС и ПБ МЧС РК, Департамент противопожарной службы Актыубинской области с момента угрозы возникновения ЧС оповещаются незамедлительно – устно и в течении часа в ДЧС, УГКЧС и ПБ дается письменное подтверждение, согласно Инструкции по передаче информации при угрозах, возникновении или ликвидации чрезвычайных ситуаций» В случае неполадки, ЧС первый очевидец сообщает по радио связи руководителям объекта и немедленно направляется к месту сбора при ЧС.

Руководители объекта по транковой связи сообщают в офис или на мобильный сотовый телефон руководству предприятия, а также в соответствующие службы, согласно схеме оповещения. Ответственный руководитель, ознакомившись с обстановкой, немедленно приступает к выполнению мероприятий, предусмотренных оперативной частью плана ликвидации аварий, руководит работами по спасению людей и ликвидации аварий, информирует руководство о характере и о ходе спасательных и восстановительных работ.

Общая схема оповещения при возникновении чрезвычайных ситуаций включает в себя организации и подразделения, выделенные к обязательному оповещению, и может быть дополнена в зависимости от характера, масштабов и дислокации возможной чрезвычайной ситуации.

3) Требования к передаваемой при оповещении информации

Ввиду того, что человеком, который обнаружит аварию, может оказаться любой сотрудник предприятия (включая персонал подрядчика). Весь персонал, во время прохождения инструктажей, перед получением допуска к работе, получает знания о порядке и объеме необходимой для передачи информации, в случае обнаружения аварийной ситуации. Таким образом, каждый работник предприятия получает необходимые знания для информирования об аварии и принятия надлежащих первоначальных мер.

Передаваемая информация должна быть краткой, четкой и содержать все необходимые сведения о месте аварии, её характере, возможности дальнейшего развития, возможных мерах защиты.

Необходимые данные для передачи оперативному дежурному:

- местонахождение сообщającego;
- Ф.И.О., подразделение;
- канал связи для ответного звонка;
- характер аварии;
- точное место аварии, оборудования;
- подробности происшествия: количество пострадавших, характер травм, подъездные пути.

Дополнительная информация, которую необходимо получить оперативному дежурному в случае:

1. Степного пожара

- направление движения пожара;
- расстояние от производственных объектов, скважин, трубопроводов;
- ближайший подъездной путь.

2. Несчастный случай

- характер травмы;
- причина получения травмы;
- количество пострадавших;
- пострадавший в сознании или нет.

3. Дорожно-транспортное происшествие

- количество автомобилей, попавших в аварию;
- наличие людей, застрявших в транспортных средствах;
- есть ли утечка топлива;
- обнаружена утечка продукта (для автоцистерн).

4. Пожар на технологическом объекте

- наличие людей в аварийном здании или сооружении;
- наличие химреагентов или горючих жидкостей (при пожаре на технологической линии);
- наличие и действие автоматических противопожарных систем (при пожаре на технологической линии).

5. Фонтанирование скважины

- фонтанирование с возгоранием или без возгорания;
- направление и скорость ветра на месте аварии;
- наличие пострадавших.

6. Выброс продукта в атмосферу

- на какой технологической линии;
- тип выброса (газ, скважинная жидкость, газоконденсат);
- масштаб выброса (крупный, средний, незначительный);
- существует ли опасность воздействия на населенные пункты.

7. Разлив химических продуктов

- тип продукта; - разлив на поверхности земли, воды;
- источник разлива;
- предполагаемая площадь разлива;
- наличие пострадавших.

Средства и мероприятия по защите людей.

1) Мероприятия по созданию и поддержанию готовности к применению сил и средств.

Для обеспечения эффективной жизнедеятельности месторождения, защищенности производственных объектов от чрезвычайных ситуаций, предусматривается комплекс мероприятий по созданию и поддержанию в готовности к применению сил и средств по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций, включающих:

- обеспечение пожарным инвентарем всех производственных объектов;
- обеспечение удобного подъезда транспорта и техники к объектам;
- создание и проведение учений противоаварийных сил совместно с подразделениями предприятия;
- охрану объектов;
- эвакуацию в безопасные места основных средств производства;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов оборудования;
- усиление конструктивных элементов зданий и сооружений и другие мероприятия, способствующие защите материальных ценностей;
- осуществление контроля за соблюдением правил эксплуатации оборудования;
- создание запасов различных видов топлива, смазочных материалов, а также резервы материалов, сырья во избежание остановки при ЧС. Запас всех материалов должен храниться, по возможности, рассредоточено в местах, где он меньше всего может повреждаться;
- готовность месторождения к выполнению восстановительных работ, обеспеченность восстановительных работ людскими ресурсами, наличием запасов материально-технических средств, спасательного оборудования и техники, готовность формирований и персонала к проведению восстановительно-спасательных работ;
- поддержание в систематической готовности пунктов управления и средств связи, их дублирование, а также разработка порядка замещения руководящего состава при невозможности ими выполнять возложенные задачи вследствие болезни или ранения).

2) Мероприятий по обучению работников

Безопасность работы особо опасных производств может быть достигнута в условиях:

- технически грамотной эксплуатации оборудования;
- знания всеми работниками опасных свойств, применяемых процессов, продуктов и способов защиты;
- безошибочных действий персонала при возникновении сбоев в работе оборудования и в аварийных ситуациях;

- обеспечения согласованных действий персонала различных служб по ликвидации аварии;
- систематического обучения персонала и проведения регулярных учений и тренировок по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций.

Эти условия и действия выполняются путем создания эффективной системы обучения и подготовки персонала профессиональным навыкам и обеспечению промышленной безопасности.

Мероприятия по обучению работников ежегодно пересматриваются и утверждаются с последующим их изучением персоналом предприятия. Для получения практических навыков по графику с персоналом проводятся тренировки по сценариям возможных аварий. Проводятся следующие виды инструктажа: вводный, инструктаж на рабочем месте, обучение безопасным методам работы, периодический инструктаж, инструктаж при переводе на другую работу, внеочередной инструктаж в случае аварии.

Каждый работник, принимаемый на работу должен проходить инструктаж по безопасности труда с записью в журнале регистрации инструктажа.

Всем вновь принимаемым рабочим выдаются под роспись инструкции, разрабатываемые по профессиям и видам работ, эксплуатации оборудования, проведению работ повышенной опасности, по действиям обслуживающего персонала при возможных аварийных ситуациях. Инструкции разрабатываются в соответствии с документами, регламентирующими требования по безопасному ведению работ. Требования инструкций изучаются в процессе профессиональной и противоаварийной подготовки персонала.

Ежегодно должна проводиться аттестация работников на знание производственных инструкций по охране труда и технике безопасности в комиссии подразделения. Аттестация стимулирует профессиональную подготовку инженерно-технических работников. Итоги аттестации являются основой для формирования резерва специалистов и руководителей.

Проводится систематическое обучение персонала невоенизированных формирований ГО, а также персонала, не вошедшего в формирования ГО, способам защиты и действий при авариях при проведении занятий по гражданской обороне.

Для совершенствования навыков действий при чрезвычайных ситуациях организуется проведение объектовых тренировок по ликвидации чрезвычайных ситуаций по утвержденным планам учебных тренировок.

3) Мероприятия по защите персонала

Мероприятия по защите персонала предусматривают:

- обеспеченность персонала средствами индивидуальной защиты;
- обучение персонала действиям в чрезвычайных ситуациях;
- применение безопасного инструмента при ликвидации аварии;
- разработку плана ликвидации аварий и проведение систематических учебных тренировок по ПЛА;
- места и маршруты для сбора и эвакуации персонала, данным проекте предусматриваются на площадке ДНС в районе операторной;
- эвакуация персонала предусматривается с места сбора Планом ликвидации аварий;
- посты контроля загазованности окружающей среды размещены на площадках ДНС, ПУН, камер запуска и приема скребка;
- перед входом на технологические площадки ДНС, ПУН, камеры запуска и приема скребка устанавливаются ветровые указатели для определения направления розы ветров для информации персонала для безопасной эвакуации с места аварии;
- обеспеченность материально-техническими запасами, имуществом, оборудованием;
- ограничение на передвижение людей и грузов вблизи особо опасных объектов;
- создание гигиенических нормативных уровней по физическим, химическим и другим вредным факторам на рабочих местах;

- автоматизацию и механизацию труда, снижение физических и нервно-психических перегрузок, рациональной организации труда;
- внедрение прогрессивных технологий и приемов технического обслуживания и ремонта технологического оборудования;
- постоянный контроль за состоянием параметров технологических процессов и оборудования;
- обеспечение пожарной безопасности;
- комплектацию всех рабочих мест производственного персонала медицинскими средствами первой помощи;
- приведение в готовность и задействование в мероприятиях по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуациях штатных медицинских формирований;
- комплектация медицинских пунктов имуществом и медикаментами в полном объеме, согласно Табелю оснащения;
- оказание медицинской помощи раненым и пострадавшим с их госпитализацией в медицинских центрах;
- обучение персонала по оказанию первой медицинской помощи пострадавшим при авариях и несчастных случаях;
- пропаганда знаний по ведению здорового образа жизни и по оказанию само- и взаимопомощи;
- неукоснительное соблюдение отраслевых норм и требований по эксплуатации и ремонту зданий, сооружений и оборудования;
- проведение осмотров, наблюдений и освидетельствований технического состояния зданий, сооружений, их отдельных конструктивных элементов, грузоподъемных машин и механизмов, транспортных средств, сосудов, работающих под давлением.

4) Порядок действия сил и средств

Порядок действия сил и средств по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций предусматривается Планом ликвидации аварий (ПЛА). В данном документе с учетом специфических условий предусматриваются:

- возможные аварии и условия, опасные для здоровья и жизни людей, свойственные данному производству;
- мероприятия по спасению людей, застигнутых авариями;
- мероприятия по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения;
- способы оповещения об аварии, пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
- действия инженерно-технических работников и рабочих при возникновении аварий;
- обязанности и порядок действия должностных лиц и персонала аварийных служб по предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций.

9.4 Сведения о природно-климатических условиях в районе расположения объекта строительства

Климат Мугалжарского района резко континентальный, с суровой холодной зимой и сухим жарким летом.

Средняя месячная и годовая температура наружного воздуха приведена в таблице (Таблица 10).

Таблица 10

в градусах Цельсия

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
-15,2	-14	-7,3	6,2	15,7	21,4	23,9	21,8	14,4	5,1	-3,8	-11,2	4,8

Даты наступления средних суточных температур воздуха выше и ниже определённых пределов и число дней приведены в таблице (Таблица 11).

Таблица 11

-15	-10	-5	0	+5	+10	+15	+20
7.II	9.III	22. III	2.IV	12.IV	24.IV	12.V	5.VI
8.I	9.XII	20.XI	1.XI	16.X	29.IX	13.IX	26.VIII
334	274	242	212	186	157	123	81

Средняя дата первого мороза осенью, 20-25 сентября, последнего - весной, 5-15 мая. Переход среднесуточной температуры через 0° С наблюдается, в среднем, 2 апреля и 1 ноября.

Дата первого и последнего заморозков и продолжительность безморозного периода приведена в таблице (Таблица 12).

Таблица 12

Дата заморозка						Продолжительность безморозного периода		
последнего			первого			периода		
средняя	Самая ранняя	самая поздняя	средняя	самая ранняя	самая поздняя	средняя	наименьшая	наибольшая
4.У	2.IV	2.VI	26.IX	5.IX	25.X	144	96	179

Продолжительность безморозного периода составляет, в среднем, 144 дня. Относительная и абсолютная влажность воздуха среднемесячная и среднегодовая приведена в таблице (Таблица 13).

Таблица 13

в процентах													
месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
Отн	79	79	79	62	49	42	42	44	50	67	78	80	63
Абс	1,	2,1	3,3	6,0	8,4	10,2	11,7	10,7	7,8	5,8	3,9	2,6	6,2

Абсолютная среднегодовая влажность воздуха составляет 6,0 - 6,3 мб. Минимальная среднемесячная абсолютная влажность воздуха наблюдается в январе, максимальная - в июле.

Относительная влажность воздуха, в среднем, за год составляет 53-68 %, зимой достигает 85 %, летом уменьшается до 42 %.

Среднемесячные и годовые суммы осадков приведены в таблице (Таблица 14).

Таблица 14

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
10	9	13	13	25	25	23	16	16	20	16	13	199

Среднегодовая многолетняя норма осадков составляет 199мм. В холодный период выпадает 59-79 мм, в теплый - 133-158 мм. Суточный максимум осадков равен 56 мм.

Максимальное месячное количество осадков выпадает в мае-июне, минимальное - в январе-феврале.

Дата появления снежного покрова и образование устойчивого снежного покрова приведена в таблице (Таблица 15).

Таблица 15

Число дней со снежным покровом	Дата появления снежного покрова			Дата образования устойчивого снежного покрова		
	средняя	ранняя	поздняя	средняя	ранняя	поздняя
122	14.XI	7.X	28.XII	4.XII	29.X	30.XII

Дата схода снежного покрова и разрушение устойчивого снежного покрова приведена в таблице (Таблица 16).

Таблица 16

Дата разрушения устойчивого снежного покрова			Дата схода снежного покрова		
средняя	ранняя	поздняя	средняя	ранняя	поздняя
28.III	28.II	23.IV	31.III	1.III	24.IV

Средняя из максимальных высот снежного покрова составляет 41 см.

Средняя из минимальных высот снежного покрова составляет 9см.

Средняя высота снежного покрова за зиму 20 см.

Устойчивый снежный покров образуется, в среднем, 4 декабря, сходит - 31 марта.

Средняя продолжительность дней с устойчивым снежным покровом составляет 122 дня.

Нормативная глубина промерзания грунтов по метеостанции г. Эмба составляет 166 см.

Расчетная температура самой холодной пятидневки, средняя температура отопительного периода и его продолжительность приведена в таблице (Таблица 17).

Таблица 17

в градусах Цельсия

Расчетная температура		Отопительный период	
Самой холодной пятидневки	Зимняя вентиляционная	Средняя температура	продолжительность
-29	-20	-6,9	197

Повторяемость направлений ветра, средняя скорость ветра по направлениям, повторяемость штилей максимальная и минимальная скорость ветра приведена в таблице (Таблица 18).

Таблица 18

в процентах

Январь									Из средних скоростей по румбам м/сек за январь
С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль %	
9	28	10	15	14	15	5	4	20	5,2
3	3,5	3,9	5,2	4	4,3	4,5	4,3		
Июль									
С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	штиль	
18	20	8	8	7	10	12	17	12	0
4	3,7	3,5	3,7	3,4	3,8	4,2	4,6		

Средняя месячная и годовая скорость ветра приведена в таблице (Таблица 19).

Таблица 19

в м/с

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
3,4	4,5	4,4	3,8	3,9	3,8	3,6	3,3	2,9	3,1	3,1	2,2	3,6

Среднее число дней с сильным ветром приведена в таблице (Таблица 20).

Таблица 20

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
2,2	3,3	3,9	1,7	2,5	1,8	1,3	1,4	1,1	1,2	1,3	1,3	23

Среднее число дней с пыльной бурей приведена в таблице (Таблица 21).

Таблица 21

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
-	-	-	0,7	1,6	1,4	2,1	1,4	0,6	0,5	-	-	8,3

Приложение А

ПЕРЕЧЕНЬ

законодательных актов РК и нормативных документов

1. Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 17 августа 2021 года № 405. Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности»;
2. Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» от 11.04.2014г. №188-V.
3. СН РК 1.02-03-2022 Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство;
4. Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 21 февраля 2022 года № 55. Правила пожарной безопасности;
5. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности от 30.12.2014г. №355;
6. Технический регламент Евразийского экономического союза «О требованиях к средствам обеспечения пожарной безопасности и пожаротушения» (ТР ЕАЭС 043/2017) от 23 июня 2017 г. № 40;
7. СП РК 2.02-102-2022 «Пожарная автоматика зданий и сооружений»;
8. СН РК 2.02-02-2023 «Пожарная автоматика зданий и сооружений»;
9. СН РК 2.02-02-2023 «Нормы оборудования зданий, помещений и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации, автоматическими установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре»;
10. ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
11. ПУЭ РК Правила устройства электроустановок Республики Казахстан в редакции приказа Министра энергетики РК от 22.02.22 г. № 64;