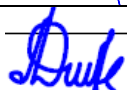
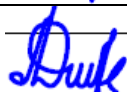


Пояснительная записка

						110-2/02-22-4.0-ПЗ			
						Строительство РВС-2000м³ с демонтажем существующего РВС-1000м³ №2 на СП В. Молдабек.			
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
						Пояснительная записка	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Нургазиева		<i>Нургазиева</i>			РП	1	
							АО ЭМГ СПСР ДКС г. Атырау 2023г.		
Проверил		Курмашев		<i>Курмашев</i>					

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Раздел, наименование работ	Ф.И.О.	Должность	Подпись
Общее руководство	Курмашев М.У.	Руководитель службы проектно сметных работ	
Общее руководство	Каржаубаев С.Д	Главный инженер проекта	
Генеральный План	Джардемова А	Инженер- конструктор	
Архитектурно строительное решение	Джардемова А	Инженер- конструктор	
Технологическое решение	Нургазиева Г.К	Старший инженер по проектно- сметной работе	
Пожаротушение	Нургазиева Г.К	Старший инженер по проектно- сметной работе	
Автоматизация технологических процессов	Садиров К	Инженер проектировщик	
Сметная документация	Аязбаева Г. М.	Инженер по проектно-сметной работе	
Проект организации строительства	Нургазиева Г. К	Старший инженер по проектно- сметной работе	

СОСТАВ РАБОЧЕГО ПРОЕКТА

Объект (инв.№)	Наименование	Марка						
Рабочий Проект								
ТОМ 1								
110-2/02-22-4.0 Книга 1	Паспорт проекта	ПП						
110-2/02-22-4.0 Книга 2	Пояснительная записка	ПЗ						
	Состав проекта	СП						
ТОМ 2								
110-2/02-22-4.0-4.1	Генеральный План	ГП						
	РВС -2000м3	АС	ТХ	ПТ	ЭС	ЭХЗ	АТХ	АПС
ТОМ 3								
	Сметный расчет							
110-2/02-20-4.0-00 Книга 1	Сводный сметный расчет	СМ						
110-2/02-20-4.0-00 Книга 2	Сметный расчет							
110-2/02-20-4.0-00 Книга 3	Прайс-листы							
ТОМ 4								
110-2/02-20-4.0-00 Книга 1	Проект организации строительства	ПОС						
ТОМ 5								
	Инженерные изыскания	ИИ						
110-2/02-20-4.0-00 Книга 1	Отчет по топографо-геодезическим изысканиям	ТГ						
110-2/02-20-4.0-00 Книга 2	Отчет по инженерно-геологическим изысканиям	ИГ						
ТОМ 6								
110-2/02-20-4.0-00 Книга 1	Охрана окружающей среды	ООС						

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

РВС	Резервуар вертикальный стальной
ЦПС	Центральный пункт сбора
ППН	Пункт подготовки нефти
НПС-3	Нефтеперекачивающая станция №3
СН РК	Строительные нормы Республики Казахстан
СП РК	Свод Правил Республики Казахстан
ГОСТ	Государственный Стандарт
ЦНС	Центробежный насос
АО	Акционерное Общество
НГДУ	Нефтегазодобывающее управление
ИГЭ	Инженерно-геологический элемент
ВСН	Ведомственные строительные нормы
ВНТП	Ведомственные нормы технологического проектирования
Мпа	Единица измерения Мега Паскаль
ЗКЛ	Задвижка клиновая стальная
ОБН	Оборудование Отстойник блочной нефти ОБН-3000
НГС I	Нефтегазовый сепаратор первой ступени
ТФС	Трёхфазный сепаратор
ОГ	Отстойник горизонтальный
ПТ	Печь подогрева
КИП.	Контрольно-измерительные приборы

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист.	№ док.	Подпись	Дата		4

СОДЕРЖАНИЕ

СОСТАВ РАБОЧЕГО ПРОЕКТА	3
СОДЕРЖАНИЕ	5
1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ	8
1.1. Основание для проектирования.	8
1.2. Местоположение объекта	8
2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА И ПЛОЩАДКИ СТРОИТЕЛЬСТВА.....	9
2.1. Административное расположение	9
2.2. Климатическая характеристика	9
2.3. Почвенно-растительный покров. Животный мир. Природные экосистемы.	12
2.4. ГИДРОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.....	12
2.5. ГЕОМОРФОЛОГИЯ И РЕЛЬЕФ.	13
2.6. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ.	13
2.6.1. Геологическое строение	13
2.6.2. Гидрогеологические условия	14
2.7. СЕЙСМИЧНОСТЬ ТЕРРИТОРИИ.	14
2.8. ТОПОГЕОДЕЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ РАЙОНА ИЗЫСКАНИЙ.....	14
3. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН.....	15
4. АРХИТЕКТУРНОЕ-СТРОИТЕЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ	15
4.1. Конструктивные решения РВС – 1000 м³.	15
4.1.1. Основание и фундамент.....	15
4.1.2. Материалы.....	16
4.2. Противопожарные мероприятия.....	16
4.3. Антикоррозийная защита строительных конструкций.	16
4.4. Мероприятия по охране окружающей среды.....	17
5. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	18
5.1. Основные технико-экономические показатели:	18
5.2. Существующее положение.....	19
5.3. Технологическая схема оборудования и линии, их назначение.....	19
5.4. Характеристика объектов.....	20
5.5. Характеристика объектов по взрывопожарной и пожарной.....	20
5.6. Резервуар 21	
5.7. Оборудование резервуара	21
5.7.1. Расчёт (подбор) количества дыхательных клапанов	22
5.8. Трубопроводы.....	23
5.8.1. Технологические трубопроводы.....	23
5.8.2. Запорная арматура.....	24
6. ПОЖАРОТУШЕНИЕ.....	25
6.1. Существующее положение.....	25

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист.	№ док.	Подпись	Дата		5

6.2.	Противопожарные трубопроводы.....	26
6.2.1.	Система водяного охлаждения.....	26
6.2.2.	Система пенного пожаротушения.....	26
6.3.	Общие требования пожарной безопасности.....	27
7.	Контроль качества сварных соединений	27
4.1.	Контроль радиографический.....	28
7.1.	Ультразвуковая дефектоскопия.....	29
7.2.	Магнитопорошковая дефектоскопия.	29
8.	ИСПЫТАНИЯ И ПРИЕМКА РЕЗЕРВУАРА	30
9.	АНТИКОРРОЗИОННОЕ ПОКРЫТИЕ РЕЗЕРВУАРА.....	32
9.1.	Подготовка краски	32
9.2.	Подготовка поверхности.....	33
9.3.	Нанесения покрытия.	34
9.4.	Условия окружающей среды.....	34
10.	ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	35
10.1.	Электроосвещение.....	35
11.	АВТОМАТИЧЕСКАЯ ПОЖАРНАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ	35
Введение	36	
11.1.	Проектные решения.....	36
11.2.	Внутриплощадочные сети	37
11.3.	Кабели автоматической пожарной сигнализации и СОУЭ	38
11.4.	Электропитание системы.....	38
11.5.	Заземление.....	38
12.	АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ.....	39
Введение	39	
12.1.	Основные технические решения	39
12.2.	Объекты автоматизации	40
12.3.	Проектные решения.....	40
12.4.	Основные технические решения по контролю и управлению технологических процессов	41
12.5.	Внутриплощадочные сети	41
8.	ЛИКВИДАЦИЯ РЕЗЕРВУАРА	42
8.1.	Ликвидация резервуара	42
8.2.	Демонтаж резервуара.....	42
8.3.	Очистка донных отложений.....	43
8.4.	Организация работ	43
8.5.	Подготовка резервуара к демонтажу.....	43
8.6.	Демонтаж металлоконструкции резервуара.	44
9.	ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ	44
9.1.	Общие принципы обеспечения безопасности	44

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		6

9.2.	Основные технические решения по обеспечению безопасности труда и производства.	45
9.3.	Производственная санитария.	45
9.4.	Обоснование размера санитарно-защитной зоны.....	45
9.5.	Охрана атмосферы воздуха, гидросферы и почвы	46
9.6.	Инженерные и природоохранные мероприятия по защите окружающей среды ..	46
10.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ	46

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		7

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. Основание для проектирования.

Раздел «Общая часть» рабочего проекта разработан на основании задания на проектирования и технических условий НГДУ «Кайрамунайгаз».

Генеральный проектировщик-АО «Эмбаунайгаз»

Заказчиком проекта является АО «Эмбаунайгаз».

Вид строительства-Новое строительство.

Исходные данные для проектирования:

Отчёт «Топогеодезических изысканий по проекту: Строительство РВС-2000м³ с демонтажем существующего РВС-1000м³ №2 на СП В. Молдабек. Технический отчет об инженерно-геологических изысканиях по объекту Строительство РВС-2000м³ с демонтажем существующего РВС-1000м³ №1 на СП В. Молдабек, выполненных ТОО «RBM Sweco Productions», согласно договора №252348/2019/1 от 23.05.2019г.

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

- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;

- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;

- ВСН 51-3-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов»; СН РК 2.02-03-2019, СП РК 2.02-103-2012 Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.

ГОСТ 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов».

СН 527-80 «Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 Мпа».

- ВСН 005-088 «Строительство стальных промысловых трубопроводов»;

- СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;

- Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности» №439 от 23.06.2017;

- «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355.

В состав проектируемого объекта входит:

- Демонтаж РВС – 1000м³.

- Монтаж РВС-2000м³.

- Фундамент с отмошкой под резервуар.

- Технологические и противопожарные трубопроводы.

- Контроль и автоматика

1.2. Местоположение объекта

Исследуемое месторождение Восточный Молдабек находится на территории Кызылкогинского района Атырауской области. Административный центр Кызылкогинского района – село Миялы. От областного центра, с которым село связано автодорогами местного значения, Миялы отделяют 325 километров. В пределах района автомагистраль

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		8

соединяет станцию Сагыз с райцентром село Миялы, затем через село Карабау с селами Индербор и Макат. Все остальные дороги, исходящие из Мияло–в грейдерные или грунтовые. Село лежит в долине степной реки Уил, неподалёку от границы с Актюбинской областью. В окрестностях Миялы встречаются бессточные солёные озёра. Территория села Миялы представлен с развито застройкой индивидуальными, государственными предпринимательскими объектами. Территория района электрифицирована, обеспечена средствами связи, газифицирована.

Передвижение в пределах месторождении – по проселочным дорогам. В сухое время года это возможно всеми видами транспорта, а в переход весенне-осенней распутицы и в зимнее время передвижение здесь возможно только при помощи автотранспорта высокой проходимости.

2. КРАТКАЯ ХАРАКТРЕИСТИКА РАЙОНА И ПЛОЩАДКИ СТРОИТЕЛЬСТВА

2.1. Административное расположение

Исследуемая площадка находится на территории резервуарного парка месторождение «Восточный Молдабек» в Кызылкогинском районе Атырауской. Административный центр Кызылкогинского района – село Миялы. От областного центра, с которым село связано автодорогами местного значения, Миялы отделяют 325 километров. Сюда ведёт только одна асфальтированная дорога – в сторону Атырау. Все остальные дороги, исходящие из Миялов – грейдерные или грунтовые. Село лежит в долине степной реки Уил, неподалёку от границы с Актюбинской областью. В окрестностях Миялы встречаются бессточные солёные озёра. Территория села Миялы представлен с развитой застройкой индивидуальными, государственными и предпринимательскими объектами. Территория района электрифицирована, обеспечены средствами связи, газифицирован.

2.2. Климатическая характеристика

Климат на всей территории района резко континентальный, засушливый. Зимние периоды достаточно холодные и малоснежные. Сильные ветра сопровождают большую часть периода, что вызывает продолжительные снежные метели и бури. Температуры в январе в среднем достигают -16...-18 градусов, в ночные часы воздух остывает до -36 и ниже. Весна поздняя и кратковременная.

Преобладают пасмурные и ветряные дни.

Лето продолжительное, жаркое и засушливое. Температуры в июле в среднем достигают +22...+24 градусов, на побережье Каспийского моря температуры немного ниже, но так, же ощущается большое дыхание пустынной зоны. В летний период по данным прогноза погоды возможны продолжительные песчаные бури. Осенний период, особенно на побережье отмечается сильными ветрами, происходит постепенное понижение температур. Всего за год на территорию района выпадает от 150 до 200 мм осадков. Основная доля осадков приходится на прибрежную часть района. В центральных и северных частях района основная часть осадков выпадает в весенний и осенний период.

Для района характерным является изобилие тепла и преобладание ясной сухой погоды. Годовое число часов солнечного сияния составляет 2600-2700.

Влияние Каспийского моря на климат прилегающих к нему территорий весьма ограничено. Оно заметно лишь в узкой полосе побережья и выражается в небольшом увеличении влажности воздуха, повышения t° его в зимние месяцы и в понижении её в летние, в меньших колебаниях как годовых, так и суточных амплитуд зимой и летом t° , то есть, в меньших колебаниях t° между зимой и летом, днём и ночью.

Однако, какого-либо заметного увеличения осадков в прибрежной зоне не отмечается. Годовое количество осадков на побережье также мало, как и в пустыне.

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							9
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		

Климатическая характеристика дана согласно СП РК 2.04-01-2017.

Климатические параметры холодного периода года.

Температура воздуха					
Абсолютная минимальная	наиболее холодных суток обеспеченностью		наиболее холодной пятидневки обеспеченностью		Обеспеченностью 0,94
	0,98	0,92	0,98	0,92	
1	2	3	4	5	6
-37.9	-30.7	-29.0	-27.3	-24.9	-11.3

Средние продолжительность (сут.) и температура воздуха (°C) периодов со средней суточной температурой воздуха, °C, не выше						Дата начала и окончания отопительного периода (период с температурой воздуха не выше 8°C)	
0		8		10			
продолжит.	Тем-ра	продолжит.	Тем-ра	продолжит.	Тем-ра	начало	конец
7	8	9	10	11	12	13	14
114	-4.7	172	-1.5	185	-0.9	18.10	08.04

Среднее число дней с оттепелью за декабрь-февраль	Средняя месячная относительная влажность, %		Среднее количество осадков за ноябрь-март, мм	Среднее месячное атмосферное давление на высоте установки барометра за январь, гПа
	в 15 ч. наиболее холодного месяца (января)	за отопительный период		
15	16	17	18	19
7	79	78	73	1026.5

Ветер			
преобладающее направление за декабрь-февраль	средняя скорость за отопительный период, м/с	максимальная из средних скоростей по румбам в январе, м/с	среднее число дней со скоростью ≥ 10 м/с при отрицательной температуре воздуха
20	21	22	23
В	4.3	8.5	5

Климатические параметры теплого периода года

Атмосферное давление на высоте установки барометра, гПа		Высота барометра над уровнем моря, м	Температура воздуха обеспеченностью, °C			
среднее месячное за июль	среднее за год		0,95	0,96	0,98	0,99
1	2	3	4	5	6	7
1012.2	1021.0	-22.1	31.0	31.9	34.1	35.7

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							10
Изм.	Кол.	Лист.	№ док.	Подпись	Дата		

Температура воздуха, °С		Средняя относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее теплого месяца (июля), %	Среднее количество (сумма) осадков за апрель-октябрь, мм
средняя максимальная наиболее теплого месяца года (июля)	абсолютная максимальная		
8	9	10	11
33.4	44.6	29	103

Суточный максимум осадков за год, мм		Преобладающее направление ветра (румбы) за июнь-август	Минимальная из средних скоростей ветра по румбам в июле, м/с	Повторяемость штилей за год, %
средний из максимальных	наибольший из максимальных			
12	13	14	15	16
23	56	ЮЗ	3.0	10

Средняя месячная и годовая температуры воздуха, °С

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
-7.5	-7.1	0.5	11.3	18.7	24.4	26.8	24.7	18.0	9.2	1.4	-4.1

Средняя за месяц и год амплитуды температуры воздуха

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
7.7	8.6	9.3	12.1	12.7	13	13.3	13.6	13	10.6	8	6.8	10.7

Среднее за год число дней с температурой воздуха ниже и выше заданных пределов

Среднее число дней с минимальной температурой воздуха равной и ниже			Среднее число дней с максимальной температурой воздуха равной и выше		
-35°C	-30°C	-25°C	25°C	30°C	34°C
1	2	3	4	5	6
0.1	0.2	2.0	119.3	72.0	32.5

Средняя за месяц и год относительная влажность, %

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
84	80	73	58	50	45	45	45	52	64	79	83	63

Снежный покров

Высота снежного покрова, см			Продолжительность залегания устойчивого снежного покрова, дни
средняя из наибольших декадных за зиму	максимальная из наибольших декадных	максимальная суточная за зиму на последний день декады	
12	42	30	55

Среднее число дней с атмосферными явлениями за год

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							11
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		

Пыльная буря	Туман	Метель	Гроза
24.1	31	5	10

Средняя за месяц и за год продолжительность солнечного сияния, часы

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
107	146	179	234	312	331	347	328	268	199	107	77	2635

Климатический район территории для строительства – IVг.

Дорожно – климатическая зона – V.

Район по базовой скорости ветра – III.

2.3. Почвенно-растительный покров. Животный мир. Природные экосистемы.

Растительность и почвы. По природным условиям территория работ относится к зоне пустынь. Почвы маломощные – серые пустынные, часто сильно засоленные. В растительном покрове преобладают всевозможные суккуленты (шведка, сарсазан, ажрек, пестросимония), а на менее засоленных участках биюргун и черная полынь. Согласно ГОСТ 17.5.1.03-96 почвы относятся к категории малопригодных.

Животный мир. Животный мир довольно разнообразен и представлен грызунами (суслик, тушканчик, песчанка), хищниками (волк, степная лисица), парнокопытными (сайга, джейран); много пресмыкающихся (змеи, ящерицы и т.п.). В зарослях камышового тростника встречается дикий кабан. Из птиц характерны стрепет, дрофа, куропатка, саджа, беркут. Над территорией проходит западное крыло осеннего перелёта водоплавающей дичи к местам зимовки на Каспийском море. Весной дичь летит в обратном направлении по тем – же маршрутам.

Природные экосистемы. Природные экосистемы в пределах исследованной территории являются крайне неустойчивыми. Это обуславливает риск опустынивания и образования экоцида при техногенном воздействии.

2.4. ГИДРОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.

Гидрология моря.

Поскольку исследованная территория находится на близком расстоянии от акватории Каспийского моря, перед нами была поставлена задача определить вероятность затопления территории нагонными водами со стороны Каспийского моря, при сильных ветрах южного, юго-западного и юго-восточного румбов (так называемая «моряна»).

Лаборатория проблем Каспийского моря КазНИИМОСК в работе «Оценка затопления северо-восточного побережья Каспийского моря» представила количественную оценку вероятностного прогноза фоновый уровня Каспийского моря различной обеспеченности на период до 2020 года. Кроме того, на Казахстанском побережье Каспийского моря выделены 15 районов по высоте 2% обеспеченности максимальных нагонов. Исследованная территория находится в пределах 15 района с максимальной высотой нагонной волны 2% обеспеченности, равной 1,75м.

При фоновом уровне Каспийского моря, равном минус 25,1м (2% обеспеченность) и максимальной высотой нагонной волны, равной 1,75м, местность с абсолютными отметками от минус 24,35м и ниже будет находиться в зоне затопления нагонными водами, при сильных ветрах южного, юго-западного и юго-восточного румбов.

При фоновом уровне Каспийского моря, равном минус 26,4м (5% обеспеченность) и максимальной высоты нагонной волны, равной 1,75м, местность с абсолютными отметками от минус 24,65м и ниже будет находиться в зоне затопления нагонными водами, при сильных ветрах южного, юго-западного и юго-восточного румбов.

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							12
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		

При фоновом уровне Каспийского моря, равном минус 26,8м (10% обеспеченность) и максимальной высоты нагонной волны, равной 1,75м, местность с абсолютными отметками от минус 25,05м и ниже будет находиться в зоне затопления нагонными водами, при сильных ветрах южного, юго-западного и юго-восточного румбов.

По состоянию на январь 2008г фоновый уровень Каспийского моря составлял минус 27,1м (20% обеспеченность). В этом случае местность с абсолютными отметками от минус 25,25м и ниже будет находиться в зоне затопления нагонными водами со стороны Каспийского моря, при сильных ветрах южного, юго-западного и юго-восточного румбов.

2.5. ГЕОМОРФОЛОГИЯ И РЕЛЬЕФ.

В орфографическом отношении территория представляет собой пустынную равнину, расположенную на северо-западе Прикаспийской низменности и слабонаклоненную на юг (в сторону Каспийского моря). Поверхность равнины находится ниже уровня мирового океана. В её формировании основную роль сыграли трансгрессии Каспийского моря. Последняя трансгрессия, целиком, перекрывавшая эту территорию - позднехвалынская, доходившая до абсолютных высот 0 м. Новокаспийские трансгрессии были значительно меньших размеров. Максимальная трансгрессия распространялась лишь до отметок -22м и не перекрывала всей территории. Вдоль берега моря тянется почти плоская равнина с абсолютными отметками -26,-27м.

2.6. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ.

2.6.1. Геологическое строение

История геологического развития региона в четвертичное (плейстоцен-голоценовое) время определяется серией неоднократных трансгрессий и регрессий Каспийского моря (Бакинская, хазарская, хвалынская, новокаспийская), вызвавших накопление мощной толщи морских осадков, которые и определили современный геологический облик исследованной территории.

Особенностью Прикаспийской впадины является то, что она представляет собой обширную область глубокого погружения кристаллического фундамента на юго-востоке Русской платформы – крупную тектоническую депрессию, отличающуюся от остальной части платформы большой мощностью осадочных отложений и развитием соляно-купольных структур, в ядре которых залегает мощная соленосная толща пород Кунгурского возраста.

Эта толща обладает значительной пластичностью и необычайной подвижностью, под влиянием статического давления мезозойских и кайнозойских пород приподнимает и прорывает вышележащие породы, создавая своеобразные соляно-купольные структуры. Большая часть этих структур погребена под плиоцен-четвертичными осадками, и только единичные купола являются открытыми, соляной шток в них выходит на дневную поверхность или перекрыт незначительным слоем четвертичных отложений.

Грунты, образовавшиеся в результате естественно-исторического процесса формирования территории, на глубину до 12,0м, подразделяются нами на 4 стратиграфо-генетических комплекса нелитифицированных отложений голоценового (новокаспийского) возраста морского генезиса-mQ4nk..

- ИГЭ-1. Суглинок легкий песчанистый. Мощность слоя от 1,6 до 5,4м.
- ИГЭ-3. Песок мелкий. Мощность слоя от 2,5 до 6,2м.
- ИГЭ-4. Мергель глинистый. Мощность слоя от 4,2 до 6,0м

Нормативные и расчетные значения физико-механических и химических характеристик ИГЭ-1,2,3,4 приведены в таблицы 4.1.1,2,3,4(Отчет ИГИ).

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							13
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		

2.6.2. Гидрогеологические условия

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

ВЫВОДЫ

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

Территория, в пределах которой выполнялись инженерно-геологические изыскания, входит в состав Атырауской области Республики Казахстан

Все литолого-фациальные группы грунтов, слагающие инженерно-геологический разрез на глубину до 12,0м средне засолены, при сульфатном характере засоления.

В геологическом строении изучаемой территории принимают участие комплекс нелитифицированных отложений голоценового (новокаспийского), возраста морского генезиса.

Геологический разрез представлен толщей песчаных, глинистых отложений с горизонтально залегающими слоями.

Категория грунтов по сейсмическим свойствам – 2. Мергель глинистый – 1Б.

Нормативная глубина промерзания грунтов:

- для суглинков и глин – 0,982м.
- для супесей и песков мелких и пылеватых – 1,19м

Нормативная глубина проникновения нулевой изотермы 1,24м.

- для суглинков и глин – 1,22м.
- для супесей, песков мелких и пылеватых-1,49м.

2.7. СЕЙСМИЧНОСТЬ ТЕРРИТОРИИ.

Согласно, карты сейсмического районирования Атырауской области (ОСР), разработанной институтом сейсмологии МОН РК, сейсмичность территории оценивается в 5 баллов по шкале MSK-64.

2.8. ТОПОГЕОДЕЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ РАЙОНА ИЗЫСКАНИЙ

Опорная геодезическая сеть на территории представлена пунктами триангуляции 2 и 3класса «Мурзалы» и RP-3 ЭМГ заложенные в различные годы. На всю территорию работ имеются топографические карты в масштабе 1:100 000 и 1:200 000.

Каталог координаты пунктов опорной съёмочной сети

Название	кла сс	Система координат		Система высот балтийская 1977
		Х	У	
Мурзалы	—	292170.100	86645.0998	109.400
RP-3 ЭМГ		292090.2202	89998.2875	98.8152

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							14
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		

3. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

Проектируемый участок строительства находится на территории резервуарного парка м/р Восточный Молдабек в Кызылкогинском районе Атырауской области РК. Административный центр Кызылкогинского района – село Миялы. Протяженность автодороги от областного центра г.Атырау до села Миялы составляет 325км.

Климат района резко континентальный, с сухим жарким летом и малоснежной, холодной зимой. Растительный покров беден, характерный для зоны полупустынь.

Район строительства относится к IV Г климатическому району.

-снеговая нагрузка -80кгс/м² по НТП РК 01-01-3.1 (4.1) -2017, часть 1-3. Снеговые нагрузки (к СП РК EN 1991-1-3:2003/2011);

-скоростной напор ветра -56кгс/м² (IIIрайон) по НТП РК 01-01-3.1 (4.1)-2017, часть 1-4. Ветровые нагрузки (к СП РК EN 1991-1-4:2003/2011);

-температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98 – минус 27,3°С, по СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология».

Разбивочные работы производить на месте существующего РВС-1000м³ №2 после его демонтажа. Строительство проектируемого резервуара РВС-2000м³ №2 вести с привязкой к существующему резервуару РВС-2000м³ №1. Территория строительства разравнивается и планируется. Проектные уклоны на территории участка не превышают допустимых пределов.

Вертикальная планировка выполнена с максимальным приближением к естественному рельефу территории резервуарного парка. В период строительства для завоза металлоконструкций и работы автокрана при монтажных работах предусмотрен проезд на территорию резервуарного парка. В месте организации проезда часть обвалования резервуарного парка будет разбираться, а после окончания строительства насыпь обвалования будет восстановлена. Для соблюдения минимального расстояния от стенок резервуара до подошвы грунта насыпи обвалования по проекту предусмотрен частичный перенос насыпи. Объем грунта переносимой насыпи обвалования составляет 240 м³. (см.ГП-3). Сверху насыпь восстанавливается путем подсыпки недостающего грунта до высоты 1,9м. Общий объем подсыпаемого грунта -371м³, с учетом уплотнения К=1,1 -408м³.

Основные показатели по генплану:

- Площадь участка- 0,309 га;
- площадь застройки – 278,42 м²;
- площадь покрытий тротуаров шир.1,0м -165м²;
- коэффициент застройки – 0,090.

Сводный план инженерных сетей выполнен в масштабе М1:500.

Точки подключения коммуникаций определены техническими условиями эксплуатирующих организаций.

4. АРХИТЕКТУРНОЕ-СТРОИТЕЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ

4.1. Конструктивные решения РВС – 1000 м³.

4.1.1. Основание и фундамент.

Земляные работы по устройству основания проектируемого резервуара начать после демонтажа существующего фундамента и выемки грунта котлована. Основание резервуара выполняется в виде грунтовой двухъярусной подушки с кольцевым железобетонным

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							15
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		

фундаментом с закладными деталями для крепления анкерных устройств корпуса резервуара под стенкой резервуара. Для грунтовых подушек применяется послойно уплотненные суглинки, пески, песчано-гравийные смеси. По проекту принято: Ярус 1 (грунт 2) – недренирующий послойно уплотненный суглинистый грунт, толщиной 400мм; Ярус 2 (грунт 4) – дренирующий послойно уплотненный среднезернистый или крупнозернистый песок и составляет: непосредственно под кольцевым ж/б фундаментом - толщиной 300мм, а под дном резервуара после гидроизолирующего слоя –толщиной 625мм.

Рабочая арматура в кольцевых фундаментах и в плитах под площадками приемо-раздаточных трубопроводов- класса А400, распределительная и монтажная- класса А240.

Под дно резервуара укладывать гидроизолирующий слой т.100мм и выполнить из грунта, влажностью не более 3%, тщательно перемешанного с вяжущим веществом (8-10% от объема смеси). В качестве вяжущих веществ применяются жидкие нефтяные битумы, гудроны и мазуты. Содержание серы в вяжущем веществе не должно превышать 0,5%.

Грунт для приготовления смеси должен иметь следующий состав (в % по объему):

А) песок крупностью 0,1-2мм – от 60 до 85 %;

Б) песчаные, пылеватые и глинистые частицы крупностью менее 0,1мм – от 40 до 15%.

Дно котлована уплотнить щебнем т.100мм 10-ти тонными катками.

4.1.2. Материалы.

Фундамент резервуара – кольцевой монолитный железобетонный, шириной 2,0м и высотой 300мм из бетона кл. С12/15 на сульфатостойком портландцементе, по бетонной подготовке из бетона кл. С12/15, толщиной 100мм.

Фундамент под шахтную лестницу и покрытие площадки – выполняются из бетона кл. С12/15. Покрытие площадки т.70мм, по щебеночному основанию т.100мм, с пропиткой горячим битумом до полного насыщения.

Площадка под узел подключения приемо-раздаточных трубопроводов – выполняется из бетона кл.С12,15, т.300мм, с армированием сетками, по щебеночной подготовке т.100мм, с пропиткой горячим битумом до полного насыщения.

Отмостка – выполняется из бетона т.70мм, кл. С12/15, шириной – 1,2 м., по щебеночному основанию т.100мм, с пропиткой горячим битумом до полного насыщения.

Фундамент под ветроуказатель – монолитный из бетона кл.С12/15, на щебеночной подготовке с пропиткой горячим битумом до полного насыщения.

4.2. Противопожарные мероприятия.

Противопожарные мероприятия выполнены в соответствии с требованиями СН РК 2.02-03-2019 «СКЛАДЫ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ. ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ НОРМЫ».

4.3. Антикоррозийная защита строительных конструкций.

Антикоррозийная защита строительных конструкции выполнена, в соответствии со СП РК 2.01-101-2013 «Защита строительных конструкции от коррозии».

В связи с агрессивным воздействием грунтов на бетонные и железобетонные конструкции, проектом предусматриваются следующие мероприятия по защите оснований и конструкции, соприкасающихся с грунтом:

- под фундаментами выполняется щебеночная подготовка т.100мм, пропитанная горячим битумом до полного насыщения;
- боковые поверхности фундаментов, соприкасающихся с грунтом, покрываются обмазочной гидроизоляцией из эмалевых составов:
- бетон для подземной конструкции принят сульфатостойкий, марки W8, Мрз-75;
- все закладные детали и соединительные изделия защищаются лакокрасочными покрытиями.

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							16
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		

4.4. Мероприятия по охране окружающей среды.

В виду отсутствия вредных технологических выбросов, вызывающих загрязнение территории, а также воздушного бассейна, специальных мероприятий по защите окружающей среды проектом не предусматривается.

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							17
Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		

5. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

Введение

Основанием для разработки технологической части проектной документации является задание на разработку проектно-сметной документации объекта «Строительство РВС-2000м³ с демонтажем существующего РВС-1000м³ №2 на СП В. Молдабек.», выданного АО «Эмбаунайгаз», НГДУ «Кайнармунайгаз» от 17.05.2021г.;

- технический отчет по инженерно-геологическим и инженерно-геодезическим изысканиям, выполненные ТОО «RBM Sweco Productions» 2021г.;

- дефектные акты НГДУ «Кайнармунайгаз».

Согласно заданию, РВС 1000м³ № 2 подлежит демонтажу и замене на новый РВС объемом 2000м³.

При разработке рабочей документации использовалась следующая нормативная документация:

При разработке рабочей документации использовалась следующая нормативная документация:

СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство;

ВСН 51-3-85 «Проектирования промысловых стальных трубопроводов».

ВНТП 3-85 "Норм технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений".

СН РК 2.02-03-2019, СП РК 2.02-103-2012 Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.

ГОСТ 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов».

СН 527-80 «Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 Мпа».

СП РК 3.05-103-2014 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы

5.1. Основные технико-экономические показатели:

Проектируемый объект расположен Кызылкугинском районе, Атырауской области, Республики Казахстан. Проект «Строительство РВС-2000м³ с демонтажем существующего РВС-1000м³ №2 на СП В. Молдабек.» выполнен на основании задания на проектирование утвержденного заместителем Председателя правления по производству АО «Эмбаунайгаз» Касымғалиевым К.М.

Объект запроектирован в соответствии СН РК и ГОСТов.

При проектировании использованы материалы топографических съёмок, выполненных исходные данные НГДУ «Кайнармунайгаз».

В состав проектируемого объекта входит:

1. Резервуар вертикальный стальной с объемом 12000 м³ для технологических нужд - 1 комп.

2. Приемно-раздаточные трубопроводы

3. Противопожарные:

— Кольцевой противопожарный водопровод.

— Кольцевой пенный растворопровод.

4. Основание резервуара

5. Автоматизация технологических процессов

6. Проект организации строительства

7. Сметная документация.

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							18
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		

5.2. Существующее положение

Сборный пункт месторождения Восточный Молдабек НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмабмунайгаз».

Резервуар №2 объемом 1000м³ был построен и введен в эксплуатацию 2005году. Нормативный срок эксплуатации 20лет, фактическая эксплуатация составляет 16 лет, который предназначен для сбора и закачки в систему ППД подтоварной воды.

На данном резервуаре в процессе эксплуатации не раз производили ремонтные работы своим силами, т.е. замена днища, замена первого пояса, сварочные работы.

Агрессивная среда с годами разъедает металл. Неоднократные проведение капремонта в течение всего периода эксплуатации привели к деформации как днища, так и стенки, и кровли резервуара. Маршевая лестница оседает, в нескольких местах наблюдаются трещины по металлу. При визуальном осмотре наружной поверхности металлоконструкции обнаружены вмятины и выпуклости по всему резервуару, большое количество залатанных листов. Также проводились замер толщины элементов резервуара и оценка механических свойств металла резервуара.

Обследование и дефектоскопия резервуара выполнено с ТОО НПО Дефектоскопия специальные бригады, подготовленные к проведению определённого комплекса работ и оснащённые необходимыми приборами и инструментами. Цель обследования-соответствие резервуара требованиям промышленной безопасности.

5.3. Технологическая схема оборудования и линии, их назначение.

Объект УПСВ (установка предварительной сброса воды) расположен на м/р Восточный Молдабек и предназначен:

для сбора и отстоя попутно-пластовой воды со нефтедобывающих скважин месторождений Восточный Молдабек, а также водозаборных скважин воды, расположенных на месторождения Северный Котыртас и с центрального пункта сбора нефти (ЦПС) Северный Котыртас, сбрасываемой подтоварной воды в процессе подготовки пластовой нефти ЦПС эмульгированной нефти с механическими примесями в резервуары (РВС) на УПСВ №1 или 2, с объёмом V = 1000м³;

Пластовая жидкость с нефтедобывающих скважин после предварительного дренирования, сброса попутно-пластовой воды на (трехфазовом сепараторе) ТФС, ОГ-200 и ОП отстойников поступает РВС№1, №2 поступает через задвижки, соответственно №9, №10, постоянный режим работы. Для сбора воды сбрасываемый с ТФС и отстойников, открыть задвижки №11, №13 для прохода воды через счётчик «Норд», учитывающий сбрасываемую воду. При ремонтных работах счётчика задвижки №11,13 закрываются, открываются задвижки №12, режим работы постоянный.

Подтоварная вода с технологических аппаратов и резервуаров ЦПС С.Котыртас поступает, через открытую задвижку №3 РВС№1 УПСВ, режим работы в зависимости от сбрасываемой подтоварного количества воды с объекта ЦПС Северный Котыртас.

Пластовая вода с добывающих водозаборных скважин на месторождении Северный Котыртас, после сбора и отстаивания в РВС №1 в производственном объекте «П – водоподъемная» поступает, через открытую задвижку №12 РВС№2 УПСВ режим работы в зависимости от потребности в пластовых водах для системы поддержания пластовой давлений на месторождения Восточный Молдабек. Режим работы по необходимости. Для подачи воды от РВС №2 к нагнетательным насосам необходимо открыть задвижку №18.

С РВС №1,2 УПСВ отстоявшая пластовая вода с удельным весом 1,03 г/см³ К200-150-315 насосам (подпитывающие) поступает через задвижки №6.

Откачка технологической воды производится по двум направлениям: БГ-1 и БГ-2, 3.Учет закачиваемой воды производится счётчиком «Крон», снятие показаний каждые 2часа. Суточные показания снимаются в 2часа ночи и передаются в ЦИТС.

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							19
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		

5.4. Характеристика объектов

Технологический процесс пункта сбора нефти СП «В. Молдабек» разработан ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» в 2011 году согласно договору № 1101-36-85/ДИС от 30.05.2011г.

По технологическому регламенту подготовка нефти осуществляется подогревом до требуемой температуры и введением реагента эмульсия, состоящая из смеси газа, нефти, воды и воздуха, поступает в распределители, который расположен в верхней части отстойника.

Из распределителя нефть поступает на сливные полки, а затем по стенкам стекает в нижнюю часть отстойника.

Газ, полученный при прохождении эмульсии через отстойник, поступает в сепаратор, где от него отделяется остаточная нефть, а затем отводится на площадку газовых сепараторов.

Нефть, после сепарации и удаления из неё газа, поступает в коллекторы, которые расположены в отсеке отстойников. Над коллекторами находятся распределители, в которые нефть тонкими струйками через отверстия поступает под уровень пластовой воды в отсеке. При этом происходит прохождение эмульсионной нефти через слой пластовой воды в отсеке, укрупнение капель воды и их оседание в нижней части отстойника. Обезвоженная нефть поступает в сборники, расположенные в верхней части отстойного отсека, и через штуцер выводятся из аппарата. Отделившаяся от нефти пластовая вода через переливное устройство поступает в правую часть отстойника, в которой расположено поплавковое устройство регулятора межфазового уровня и через штуцер сбрасывается в резервуары пластовой воды.

Резервуар для подготовки воды. Для подготовки воды используются стальные вертикальные цилиндрические резервуары объемом 2000 м³, откуда вода откачивается насосом.

Система подготовки попутно-добываемой воды резервуар V= 2000м³ №2 для сбора пластовой воды;

площадка насосов ЦНС300/600 №1, №2, №3 для закачки через Блок гребенки 1,2,3 до ВРП пластовой воды в систему ППД.

Насосы размещены на открытых площадках под навесом с твердым покрытием, ограждённых бортовым камнем.

Согласно, табл 1. СП РК 2.02-103-2012 Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы» склады нефти и нефтепродуктов, в зависимости от их общей вместимости и максимального объёма одного резервуара, относится **IIIб категории**.

В состав проектируемого резервуара также входит:

- Технологические трубопроводы;
- Задвижки клиновые стальные;
- Заземление
- Автоматика и контроль

5.5. Характеристика объектов по взрывопожарной и пожарной

№п/п	Номера позиций аппаратуры, оборудования по технологической схеме, составляющие технологического блока	Категория сооружений и помещений по пожаро- и взрывоопасности	Классы зон по уровню опасности возможных разрушений, травмирования персонала	Относительный энергетический потенциал технологического блока
1	Резервуар вертикальный стальной с объемом-2000м ³ -для технологических нужд	II А – ТЗ	В – 1г	III а

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							20
Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		

Уровень ответственности объекта – II (нормальный) уровень технический сложный.

промышленные объекты, производственные здания и сооружения: резервуары нефти, нефтепродуктов, сжиженного газа вместимостью до 10 000 м³ опасные производственные объекты, обладающие признаками, установленными Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 353 Об утверждении Правил идентификации опасных производственных объектов: промысловые, межпромысловые трубопроводы, фонд скважин, объекты строительства и (или) эксплуатации технологических и сопутствующих объектов нефтегазовых сооружений относятся к опасным производственным объектам.

Категория по взрывопожарной опасности - Ан

Класс опасности объекта – I.

5.6. Резервуар

Проектом предусматривается строительство стального вертикального резервуара объемом 2000м³ со стационарной крышей без понтона.

Резервуар предназначен для технологических нужд - для хранения пластовой воды.

1. Основные расчетные показатели и положения резервуара, принятые при проектировании:

- плотность продукта при расчете на прочность -0,87т*м³;
- тепловая изоляция на стенке -0,30кПа;
- 2. Геометрические данные резервуара:
 - диаметр резервуара -15,18м;
 - высота стенки -11,92м;
 - поверхность изоляции цилиндрической стенки -390,58м²;
 - площадь застройки (диаметр окрайков) -183м²;
 - площадь зеркала продукта -181м²;
 - максимальная высота налива -11,16м;
 - полезный объем резервуара -1936м³.

Проектируемый резервуар 2000 м³ для технологических нужд, проектируется на существующем резервуарном парке, на расстоянии 13м от существующего резервуара №1.

Стенка и днище резервуара изготавливается в виде полотнищ, которые транспортируются к месту строительства свернутыми в рулоны. Доставка в район строительства железнодорожным путем до ст.Жамансор. Установка резервуара в составе резервуарного парка взаимное их расположение должны соответствовать требованиям СП РК 3.01-103-2012 «ГЕНЕРАЛЬНЫЕ ПЛАНЫ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ», и СН РК 2.02-03-2012. «СКЛАДЫ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ. ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ НОРМЫ».

Проект предусматривает теплоизоляцию резервуара и трубопроводов, антикоррозионное покрытие и покраску резервуарного оборудования в цвета принятые на объектах АО «Эмбаунайгаз» и нанесение с одной стороны резервуара логотипа общества «ЕмбіМұнайГаз АҚ» и надпись РВС-2000м³, «От қауіпті», номер резервуара и краской предусмотреть нанесение отметки и значение максимального уровня наполнения резервуара (около уровнемера и на крыше около замерного люка).

Вертикальная планировка выполнена с максимальным приближением к естественному рельефу территории резервуарного парка.

5.7. Оборудование резервуара

Согласно, «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30.12.2014г. № 355, проектируемый резервуар оборудуется полным комплектом оборудования, необходимым для безопасной и бесперебойной работы станции. Резервуар обеспечивается дыхательными и

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		21

предохранительными клапанами, огнепреградителями, уровнемерами, пробоотборниками, сигнализаторами уровня, устройствами для предотвращения перелива, средствами автоматики и телеметрии, КИПиА, противопожарным оборудованием, приемораздаточными устройствами, зачистными устройствами, вентиляционными устройствами, люками, лестницами, площадками и ограждениями, технической документацией изготовителя.

Оборудование резервуара принято серийное, изготавливаемое заводами по действующим ГОСТ. Проектируемый резервуар в зависимости от его назначения оснащен:

- дыхательными клапанами типа КДС-1500/200 со встроенным огнепреградителем в количестве 1 штук;
- клапан предохранительный-КПП-200
- приемо-раздаточными патрубками Ду300-Ду100;
- патрубком для зачистки Ду150;
- средствами автоматики;
- приборами измерения уровня с дистанционной передачей;
- сигнализаторами аварийного уровня;
- тепловыми пожарными извещателями;
- термометрами контроля температуры нефти;
- стационарной установкой пенокамер для пенотушения резервуаров;
- системами стационарного охлаждения (орошения);
- стационарными лестницами, площадками и переходами для обслуживания оборудования дыхательной аппаратуры, приборов, пенокамер;
- световыми люками и люками-лазами для ремонта и проветривания резервуаров;

Предотвращение потерь от утечек достигается за счёт:

- поддержания полной технической исправности и герметичности резервуара;
- оснащение резервуара соответствующим оборудованием и поддержанием его в исправном эксплуатационном состоянии (задвижки, хлопушки, уровнемеры, люки, пенокамеры, стационарные системы охлаждения, молниезащита, термоизвещатели и т. д.);
- наличие ограничителя уровня для предотвращения перелива нефти из резервуара;
- проведения систематического контроля герметичности клапанов, сальников, фланцевых соединений.

Сокращения потерь от испарений нефти достигается за счёт:

- обеспечения полной герметизации крыши;
- окраски наружной поверхности резервуара лучеотражающими светлыми красками;
- поддержания максимального уровня взлива в резервуаре.

Вентиляция резервуаров должна обеспечиваться установкой на стационарной крыше резервуаров дыхательных клапанов, аварийных клапанов или вентиляционных патрубков.

Дыхательные клапана не примерзающие запроектированы со встроенным огнепреградителем. Надземный трубопровод теплоизолирован матами прошивными толщиной 60мм. Оборудование должно обеспечивать надёжную эксплуатацию резервуара, снижение потерь нефти и нефтепродуктов, ограничение последствий аварии, взрыва или пожара.

5.7.1. Расчёт (подбор) количества дыхательных клапанов

Дыхательная арматура, предохранительные и сигнальные устройства, КИПиА устанавливаются на резервуаре, в соответствии с допустимым избыточным и разреженным давлением.

Представлен расчет по подбору количество дыхательных клапанов

Скорость наполнения (опорожнения) резервуара не должна превышать суммарной пропускной способности устанавливаемой на резервуаре дыхательной аппаратуры.

Дыхательная аппаратура должна устанавливаться на стационарной крыше резервуаров и должна обеспечить проектные величины внутреннего давления и вакуума или их отсутствие (для атмосферных резервуаров и резервуаров с понтоном). Минимальная пропускная способность

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							22
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		

дыхательных клапанов, предохранительных клапанов и вентиляционных патрубков определяется в зависимости от максимальной производительности приемо-раздаточных операций (включая аварийные условия) по следующим формулам:

Диаметр резервуара, м 10,4	Расчётная температура продукта, °С 10
Высота стенки, м 12	Производительность залива продукта, м ³ /ч 170
Угол наклона крыши, ° 10	Производительность слива продукта, м ³ /ч 180

Результат расчёта: Рекомендуемое количество КДС: КДС-1500/150: 2 шт. Расчёт производится в соответствии с пунктом 8.2. «Правил устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов ПБ 03-605-03»

5.8. Трубопроводы.

5.8.1. Технологические трубопроводы.

Технологические трубопроводы осуществляют транспортировку жидких и газообразных сред в пределах ограждения площадки ППН с целью проведения установленных процессов по приему, хранению и транспортировке нефти.

Проектируемый резервуар должен быть оснащен полным комплектом оборудования, предусмотренным проектом и обеспечивающим возможность осуществления технологических операций. Настоящий проект предусматривает врезки технологических трубопроводов Ø159х6 от существующего трубопровода до проектируемого резервуара. В точке врезки стальная клиновая задвижка. Схема обвязки и последовательность расположения трубопроводов наглядно отражены в части ТХ на листах 3, 4. Технологическая обвязка проектируемого резервуара выполнена, согласно принципиальной схеме НГДУ «Кайнармунайгаз» с учетом существующих сетей. Существующие трубопроводы внутри обвалования расположены надземно на отм. +0,4м. Проектируемые трубы подводятся к существующим надземно. Надземные части тепло изолированы минеральными матами. Существующие трубопроводы за территории резервуарного парка расположены подземно.

ГОСТ 12.1.007-76 классифицирует все вещества по токсичности, степени комплексного вредного воздействия на человеческий организм путем вдыхания, попадания в желудок, на кожные покровы, способного привести к смерти:

- Чрезвычайно опасные вещества.
- Высоко опасные.
- Умеренно опасные.
- Мало опасные.

Класс опасности по 12.1.007-76 для нефти, нефтепродуктов при транспортировке по трубопроводам, при операциях по отбору проб – 3 класс, то есть по степени воздействия на человека – это умеренно опасные вещества. По своим физико-химическим свойствам нефть, нефтепродукты относятся к легковоспламеняющиеся жидкости ЛВЖ.

Пожарная опасность нефти, нефтепродуктов – 3 класс опасности, согласно ГОСТ 19433-88, устанавливающего классификацию, маркирование опасных грузов.

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		23

В соответствии с требованиями Табл. 1 СН 527-80 в зависимости от свойств и рабочих параметров транспортируемой среды проектируемые трубопроводы отнесены:

- трубопроводы транспортировки нефти с расчётным давлением до 1,6 МПа – к II категории группы Бб;
- трубопроводы подтоварной воды и дренажные трубопроводы - к III категории группы Бв;

Компенсация продольных перемещений, возникающих в результате изменения температуры и внутреннего давления, предусмотрены за счёт естественных изгибов и поворотов трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскости.

Прокладка трубопроводов слива подтоварной воды и дренажных трубопроводов выполнена подземно на 60мм ниже глубины промерзания грунта с уклоном 0,002 в сторону соответствующих дренажных емкостей.

Все надземные трубопроводы покрываются теплоизоляционными матами из минеральной ваты с односторонним покрытием алюминиевой фольгой, толщ. 100мм

Для обвязки РВС-2000м³ предусмотрены трубы стальные бесшовные ГОСТ 8732-78*. Выполнена антикоррозионная защита всех надземных и подземных участков технологических трубопроводов. Антикоррозионная защита всех надземных трубопроводов под тепловой изоляцией – в 2 слоя по грунтовке ГФ-021 ГОСТ 25129-82 в 1 слой.

Антикоррозионная защита всех подземных участков трубопроводов «усиленная» по ГОСТ 9.602-2016 Ленточное полимерно-битумное:

- грунтовка битумная или битумно-полимерная;
- лента полимерно-битумная толщиной не менее 2,0 мм (в два слоя);
- - обертка защитная полимерная с липким слоем, толщиной не менее 0,6 мм

5.8.2. Запорная арматура.

В качестве запорной арматуры применены фланцевые клиновые стальные задвижки типа ЗКЛ2-16(30с41нж), с выдвижным шпинделем на условное давление 1,6 МПа фланцевой запорной, предохранительной и регулирующей арматуры. Запорная арматура на водоводах с ручным механическим приводом. Так как в данном проекте задвижка расположена от стенки резервуара на расстоянии 0,7м, для удобства обслуживания, и запроектирована над фундаментом бетонная площадка не предусмотрена.

Проходы вокруг оборудования, регламентируемые заводом-изготовителем, следует принимать по паспортным данным. Бетонная площадка под задвижки в зоне обслуживания обеспечена проходом шириной не менее 0,7 -1м.

Арматура должна быть укомплектована эксплуатационной документацией и ЗИП (запасные изделия прилагаемые.) в соответствии с требованиями стандартов и технических условий. На трубопроводах, работающих при температуре среды минус 40 °С, должна применяться арматура из соответствующих легированных сталей, специальных сплавов или цветных металлов, имеющих при наименьшей возможной температуре корпуса арматуры ударную вязкость металла не менее 0,2 Мдж/м² (2 кгс м/см²).

Конструкция и материал применяемой арматуры должны обеспечивать надёжную и безопасную ее эксплуатацию.

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							24
Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		

6. ПОЖАРОТУШЕНИЕ

Введение

Основанием для разработки части пожаротушения проектной документации является задание на разработку проектно-сметной документации объекта «Строительство РВС-2000м³ с демонтажем существующего РВС-1000м³ №2 на СП В. Молдабек, выданного АО «Эмбаунайгаз», НГДУ «Кайнармунайгаз» от 15.05.2021г.;

- технический отчет по инженерно-геологическим и инженерно-геодезическим изысканиям, выполненные ТОО «RBM Sweco Productions» 2021г.;

- дефектные акты НГДУ «Кайнармунайгаз».

При разработке рабочей документации использовалась следующая нормативная документация:

При разработке рабочей документации использовалась следующая нормативная документация:

СН РК 2.02-03-2019, СП РК 2.02-103-2012 Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.

ГОСТ 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов».

ВСН 51-3-85 «Проектирования промысловых стальных трубопроводов».

ВНТП 3-85 "Норм технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений".

СН РК 2.02-03-2019, СП РК 2.02-103-2012 Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.

ГОСТ 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов».

Проектируемая комплексная система противопожарной защиты включает:

1. Кольцевой противопожарный водопровод
2. Кольцевой пенный растворопровод

6.1. Существующее положение

В сборном пункте нефти месторождения Восточный Молдабек НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» находятся действующие следующие технологические оборудования:

- Резервуар №1 V-1000м³ для попутно пластовой воды.
- Резервуар №2 V-1000м³ для попутно пластовой воды.
- Резервуар №3 V-2000м³ для сырой нефти
- Водяной резервуар №1,2 V-200м³ резервуар запаса воды для пожаротушения.
- Насосная станция пожаротушения
- Пожарные гидранты 1,2

Для обслуживания опасных производственных объектов Заказчик привлекает на договорной основе специализированные аварийно-спасательные службы. Договор о закупке услуг №820688/2023/1 от 01.04.2023г. ТОО «Республиканский центральный штаб профессиональных военизированных аварийно-спасательных служб». Услуги пожарной безопасности и газоспасательной службы на опасных производственных объектах АО «Эмбаунайгаз на договорной основе обслуживают ТОО «Семсер-Өрт сөндіруші».

Действующая система пожаротушения осуществляется через насосную станцию пожаротушения. Подача воды из двух противопожарных резервуаров РВС№ 1,2 с объемом 200м³. Для обеспечения расчётных напоров в сетях водоснабжения и подачи расчетных расходов имеется группа насосов пожаротушения. Проектируемый резервуар предназначен для технологических нужд. Существующие резервуары оборудованы стационарными установками

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							25
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		

пенотушения с применением пеногенераторов ГПСС-600 и сухими стояками, заканчивающими рукавными соединительными головками. Для пожаротушения имеется запас воды РВС объемом $V=200\text{м}^3 - 2 \text{ ед.}$

6.2. Противопожарные трубопроводы.

6.2.1. Система водяного охлаждения

Для проектируемого резервуара $V-2000\text{м}^3$ предусматривается стационарная системы водяного охлаждения.

В состав существующие системы пожаротушения входит:

- Резервуары для хранения противопожарного запаса воды $V-200\text{м}^3$ -2шт.
- Насосная станция пожаротушения;
- Сухотрубные участки трубопроводов от насосной до резервуара.

Сети противопожарного водопровода выполнена согласно принципиальной схеме НГДУ «Кайнармунайгаз» с учетом существующих сетей.

Охлаждение резервуара осуществляется подачей воды в верхнем поясе резервуара через кольцо орошения. Вода по стальной трубе $\varnothing 114 \times 3,5$ поступает в систему охлаждения резервуара, далее по двум вводам $\varnothing 48 \times 3$ к кольцу орошения $\varnothing 48 \times 3$, размещаемому в верхний резервуар и разделённые на 2 равные секции. Кольцо орошения предусматривается в верхнем поясе резервуара на расстоянии 0,2м от стенки резервуара. По всему диаметру кольца орошения предусмотрены отверстия диаметром 4мм, равномерно располагаемые по кольцу орошения перпендикулярно стенке резервуара. В 4-х местах перфорированной трубы $\varnothing 48 \times 3$ монтированы плоские фланцы 1-50-16 ГОСТ 33259-2015, так как осеннее весенний период фланцы снимают и производится очистка трубопроводов.

Диаметр кольца орошения определён по расходу воды на охлаждение горящего резервуара из расчета 0,5л/с на 1 м длины окружности резервуара.

Включение секции производится путем открытия задвижек, установленных на существующей насосной станции.

На охлаждение соседнего резервуара подаётся вода из расчета 0,2м/с на 1м длины половины резервуара. Продолжительность охлаждения принята 4часа.

Для очистки кольца орошения от элементов коррозии на концах полуколец орошения устанавливаются стальные фланцы со съёмными заглушками 1-50 ГОСТ 17379-2001.

Трубопроводы выполняются из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91. Во избежание коррозии трубопроводы подлежат окраске грунтовкой ГФ-021 и эмалью ПФ-115 в 2 слоя по поверхности, очищенной до степени 2 в соответствии с ГОСТ 9.402-80. Секции колец орошения выполняются с уклоном не менее 0,005 в сторону подводящего трубопровода.

6.2.2. Система пенного пожаротушения.

Тушение пожара предусматривается передвижной установкой пожаротушения: пожарными автомобилями с применением воздушно-механической пены средней кратности.

Существующий резервуар оборудован стационарными установками пенотушения с применением пеногенераторов ГПСС-600 и сухими стояками, заканчивающими рукавными соединительными головками.

Подача раствора пенообразователя (пены) с помощью пожарных автомобилей и мотопомп. В начале подводящего пенопровода $\varnothing 89 \times 3,5\text{мм}$ устроена соединительная головка ГЦ-80. Через головки соединительные подсоединять к пожарным рукавам пожарных машин. Пенопровод подводится к концевому пенопроводу надземное. От кольцевого распределительного трубопровода выводятся стояки 57×3 к пеногенераторам. Сухотрубы

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							26
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		

выведены за пределы обвалования и оборудованы соединительными головками и заглушками. Тушение пожара предусматривается передвижной установкой пожаротушения - пожарными автомобилями с применением воздушно механической пены средней кратности.

Количество пеногенераторов, установленных на резервуаре, определено по их средней производительности при подаче раствора пенообразователя на всю площадь горизонтального сечения резервуара при нормативной интенсивности подачи раствора 0,05л/с на 1м².

Требуемое давление перед пеногенераторами 0,4-0,6МПа.

Вводы и разводящие трубопроводы пено-водопровода являются сухотрубными.

Системы пенотушения монтируются из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91. Во избежание коррозии трубопроводы подлежат окраске грунтовкой ГФ-021 и эмалью ПФ-115 в 2 слоя по поверхности, очищенной до степени 2 в соответствии с ГОСТ 9.402-2004.

Глубина заложения противопожарного водопровода принята 1,60м от поверхности земли до низа трубы. Средства пожаротушения резервуара приняты в соответствии с требованиями СН РК 2.02-03-2019, СП РК 2.02-103-2012 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы». Монтаж вести в соответствии СН РК 3.05-103-2014 и СНиП РК 4.01-02-2009.

6.3. Общие требования пожарной безопасности

Обслуживающий персонал должен знать схему расположения задвижек и их назначение, а также уметь безошибочно выполнять технологические действия.

Продувка и испытание на герметичность производиться в соответствии с инструкцией, предусматривающей необходимые мероприятия по технической и пожарной безопасности, с учетом местных условий.

Инструкция и план работ по продувке и испытанию на герметичность и прочность должны быть составлены строительной организацией и согласованы с техническим руководством предприятия, эксплуатирующего газопровод и государственной инспекцией по ЧС.

При продувке и испытании трубопровода запрещается проезд, нахождение в пределах зоны оцепления автомобилей, тракторов и другой техники с работающими двигателями, а

Запорные устройства на трубопроводах должны находиться в исправности, быть легко доступными, чтобы обеспечить возможность надежного прекращения поступления газа в отдельные участки трубопроводов. Неисправности следует немедленно устранять.

Запорные устройства следует открывать и закрывать плавно. Не допускается применять для открытия и закрытия запорных устройств металлические предметы, которые могут вызвать искру.

Пожара - взрывоопасное применяемое оборудование, технологические процессы, производственные инструкции и действия персонала должны соответствовать требованиям Приказа Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 21 февраля 2022 года № 55 Об утверждении Правил пожарной безопасности.

Каждый объект должен обеспечиваться необходимым количеством средств пожаротушения согласно Нормам предусмотренным указанными Правилами, СН РК.

По пожаро- и взрывобезопасности применяемое оборудование, технологические процессы, производственные инструкции и действия персонала должны соответствовать требованиям Правил 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).

7. Контроль качества сварных соединений

Сварку стыков проводить непосредственно у места укладки. Контроль качества сварных соединений в процессе строительства резервуаров должен предусматривать:

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		27

- применение способов сварки, методов и объемов контроля сварных швов, адекватных уровню ответственности резервуара.

Применяют следующие виды контроля качества сварных соединений:

- визуально-измерительный контроль всех сварных соединений резервуара;
- контроль герметичности (непроницаемости) сварных швов;
- капиллярный метод (цветная дефектоскопия), магнитопорошковая дефектоскопия для выявления поверхностных дефектов с малым раскрытием;
- физические методы для выявления наличия внутренних дефектов: радиографический или ультразвуковой контроль;
- механические испытания сварных соединений образцов;
- гидравлические и пневматические прочностные испытания конструкции резервуара.

Проводят визуально-измерительный контроль 100% длины всех сварных соединений резервуара. Контроль проводят в соответствии с требованиями действующих нормативных документов. Монтажные стыки резервуаров рулонной сборки объемом от 1000 м³ и более должны контролироваться в объеме 100% длины швов. Для выявления внутренних и поверхностных дефектов в сварных швах и околошовной зоне основного металла применяют ультразвуковой контроль.

Качество работ по монтажу конструкций резервуаров должно являться предметом тщательного контроля со стороны Заказчика, Изготовителя и Монтажной организации.

4.1. Контроль радиографический.

Контроль радиографический (рентгенографированием или гаммаграфированием) должен производиться в соответствии с ГОСТ 7512 для всех резервуаров объемом 1000 м³ и более (III, II и I классы опасности). Радиографический контроль выполняется только после приемки сварных соединений по внешнему осмотру. При контроле пересечений швов рентгеновские пленки должны размещаться Т-образно или крестообразно - по две пленки на каждое пересечение швов. Снимки должны иметь длину не менее 240 мм, а ширину - согласно ГОСТ 7512. Маркировочные знаки должны устанавливаться по ГОСТ 7512 и должны содержать идентификационные номера резервуара и контролируемого конструктивного элемента, а также номер рентгенограммы, указанный на развертке контролируемого элемента. Для соединений из деталей толщиной 8 мм и более допускается вместо радиографического контроля применять контроль ультразвуковой дефектоскопией.

Оценка внутренних дефектов сварных швов при радиографическом контроле должна производиться по ГОСТ 23055 -78.

При радиографическом контроле стыковых сварных швов стенки и стыковых швов окраек днищ количество и размещение рентгенограмм устанавливается следующим образом:

- монтажные стыки стенок резервуаров рулонной сборки объемом от 1000 м³ и выше должны контролироваться в объеме 100 % вертикальных и горизонтальных швов;
- все радиальные швы кольцевых окраек днищ должны контролироваться в зоне примыкания нижнего пояса стенки (один снимок на каждый радиальный шов);
- участки вертикальных сварных соединений стенки в зонах примыкания к днищу на длине не менее 240 мм подлежат 100% контролю;

При обнаружении недопустимых дефектов сварного шва должны быть определены границы дефектного участка. Кроме того, должен быть сделан дополнительный снимок. На схемах расположения рентгенограмм должны быть указаны места, где были обнаружены недопустимые дефекты и проводилось исправление. Если в сварном соединении установлен уровень дефектности более 10%, то объем контроля таких швов удваивается.

Нижних 2 пояса -100% 2х1,5м=3м

Горизонтальные монтажные швы 100% 2х1м=2м

Днище резервуара 100% 33м, итого - 38м;

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							28
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		

7.1. Ультразвуковая дефектоскопия.

Ультразвуковая дефектоскопия производится для выявления внутренних дефектов (трещин, непроваров, шлаковых включений, газовых пор) с указанием количества дефектов, их эквивалентной площади, условной протяженности и координат расположения.

Верхние 6 поясов 100% 6х1,5м=9м

Остальные монтажные швы 6х1м=6м, итого 15м;

Ультразвуковая дефектоскопия должна проводиться в соответствии с ГОСТ 14782.

Квалификация дефектоскопистов при ультразвуковом контроле должна быть не ниже II-го уровня по ИСО 9712.

7.2. Магнитопорошковая дефектоскопия.

Контроль магнитопорошковая и цветная дефектоскопия производится с целью выявления поверхностных дефектов основного металла и сварных швов, не видимых невооруженным глазом.

Контроль магнитопорошковой подлежит:

Все сварные швы приварки люков и патрубков к стенке резервуаров после термической обработки:

Места на поверхности листов стенок резервуаров, где производилось удаление технологических приспособлений.

- Люк-лаз 600х900-5,2м;
- Люк-лаз Ø600 -4,71м;
- Световой люк -1,57м;
- Патрубки приемно-раздаточные -1,13м;
- Патрубки в крыше монтажные 0,56м;
- Патрубки зачистки -1,13м. Итого 15м.

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист.	№ док.	Подпись	Дата		29

8. ИСПЫТАНИЯ И ПРИЕМКА РЕЗЕРВУАРА

Резервуары всех типов перед сдачей их заказчику для выполнения антикоррозионной защиты и монтажа оборудования подвергают гидравлическому испытанию.

Для проведения испытания резервуара любого типа должна быть разработана программа испытаний, являющаяся составной частью ППР.

Программа испытаний должна включать в себя:

- этапы испытаний с указанием уровня налива (слива) воды и времени выдержки;
- значения избыточного давления и относительного разрежения, времени выдержки;
- схему проведения визуального осмотра и указания по измерению необходимых геометрических параметров элементов конструкций резервуара и фундамента;
- обработку результатов испытаний, проведение поверочных расчетов (при необходимости), выдачу заключения о пригодности и режиме эксплуатации резервуара.

Испытание проводят наливом воды на проектный уровень наполнения продуктом или до уровня контрольного патрубка, предусмотренного для ограничения высоты наполнения резервуара. Налив воды следует осуществлять ступенями с промежутками времени, необходимыми для выдержки и проведения контрольных осмотров и измерений в соответствии с программой испытаний.

До проведения испытаний корпуса резервуара на прочность и устойчивость все сварные швы стенки, днища, крыши и врезок люков и патрубков в стенку и крышу, а также сопряжение стенки с крышей и днищем должны быть проконтролированы на герметичность.

Испытание следует проводить при температуре окружающего воздуха не ниже 5°C. При температуре ниже 5°C испытания резервуаров допускаются при условии разработки программы испытаний, предусматривающей мероприятия по предотвращению замерзания воды в трубах, задвижках, а также обмерзания стенки резервуара.

По мере заполнения резервуара водой необходимо наблюдать за состоянием конструкций и сварных швов.

При обнаружении течи из-под края днища или появления мокрых пятен на поверхности отмоксти испытание необходимо прекратить, слить воду, установить и устранить причину течи.

Если в процессе испытания будут обнаружены свищи, течи или трещины в стенке резервуара (независимо от величины дефекта), испытание должно быть прекращено и вода слита:

- при обнаружении дефекта в 1-м поясе - полностью;
- при обнаружении дефекта во 2 - 6-м поясах - на один пояс ниже расположения дефекта;
- при обнаружении дефекта в 7-м поясе и выше - до 5-го пояса.

Резервуар, залитый водой до верхней проектной отметки, выдерживают под нагрузкой в течение (если в проекте нет других указаний):

Резервуар, залитый водой до верхней проектной отметки, выдерживают под нагрузкой в течение (если в проекте нет других указаний):

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							30
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		

- для резервуаров объемом до 10 000 м³ - 24 ч;
- для резервуаров объемом от 10 000м³ до 20 000м³ включительно - 48 ч;
- для резервуаров объемом свыше 20 000 м³ - 72 ч.

Стационарную крышу резервуара без понтона испытывают на избыточное давление при заполненном водой резервуаре до отметки на 10% ниже проектной с 30-минутной выдержкой под созданной нагрузкой. Давление создают подачей воды при всех герметично закрытых люках крыши.

В процессе испытания резервуара на избыточное давление проводят визуальный контроль 100% сварных швов стационарной крыши резервуара.

Устойчивость корпуса резервуара проверяют созданием относительного разрежения внутри резервуара при уровне залива водой 1,5 м с выдержкой резервуара под нагрузкой в течение 30 мин. Относительное разрежение в резервуаре создается сливом воды при герметично закрытых люках на крыше.

При отсутствии признаков потери устойчивости (хлопунов, вмятин) стенки и крыши считают выдержавшими испытание на относительное разрежение.

Избыточное давление принимают на 25%, а относительное разрежение - на 50% больше проектного значения (если в проекте нет других указаний).

Резервуар считают выдержавшим испытания, если в течение указанного времени на поверхности стенки и по краям днища не появляется течи и уровень воды не снижается, а осадка фундамента и основания резервуара стабилизировались.

После приемочных испытаний приварка к резервуару любых деталей и элементов конструкций не допускается.

После завершения испытаний резервуара на основании проведенного визуально-измерительного контроля параметров его элементов, включая контроль состояния сварных швов (при необходимости физическими методами), должна быть проведена оценка фактического технического состояния металлоконструкций, основания и фундамента резервуара.

Испытания резервуаров на прочность, устойчивость и герметичность следует проводить после завершения всех монтажно-сварочных работ, контроля качества всех элементов его конструкции, включая сварные соединения, и их приемки строительным контролем. Безопасность при проведении испытаний должна быть обеспечена выполнением мероприятий по технике безопасности.

Испытания проводятся монтажной организацией при участии представителей строительного контроля заказчика и авторского надзора проектировщика. После окончания испытаний составляют акт установленной формы.

Нивелированию подлежат окрайка днища по наружному периметру резервуара. Нивелирная съёмка должна выполняться каждый раз в одних и тех же точках, закреплённых марками во время гидравлического испытания после строительства. Предельные отклонения отметок наружного контура днища и хлопунов при приёмке нового резервуара в эксплуатацию не должны превышать значений, регламентированных в СН РК 5.03-07-2013 «Несущие и ограждающие конструкции». При нивелировании днища необходимо обратить внимание:

- на плотность опирания днища на основание, отсутствие пустот вследствие размыва атмосферными осадками основания, на погружение окрайки днища в грунт;
- на трещины, выбоины и растительность на отмостке.

После сборки и сварки резервуаров также производят проверку их геометрических размеров и формы. Отклонение фактических геометрических размеров и формы стальных конструкций резервуаров от проектных не должны превышать величин, приведённых СН РК 5.03-07-2013

Результаты поверки резервуара оформляются свидетельством о поверке, к которому прилагается:

- градировочная таблица;
- протокол калибровки;
- эскиз резервуара;
- журнал обработки результатов измерений при калибровке.

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		31

9. АНТИКОРРОЗИОННОЕ ПОКРЫТИЕ РЕЗЕРВУАРА

Проектом предусмотрен комплекс работ, включающий подготовку стальной поверхности резервуара, нанесение защитного антикоррозионного покрытия и контроль качества работ. Защита от коррозии заключается в нанесении материалов на внутреннюю поверхность резервуара, контактирующую с водой, и наружную поверхность, контактирующую с атмосферой.

Перед нанесением защитных покрытий все поверхности должны быть обезжирены, очищены от окислов в соответствии с подготовкой металлических поверхностей перед окрашиванием и обеспылены.

Подготовка и покрытие наружных и внутренних поверхностей резервуара производить со строительных лесов.

Подготовка и покрытие наружных поверхностей резервуара и его конструкций. Подготовка поверхности под окраску.

Примечание: Инструкция по применению краски прилагается к проекту.

9.1. Подготовка краски

Заказчик несет ответственность за организацию соответствующего контроля, касающегося хранения ЛКМ.

Лакокрасочные материалы должны поставляться на монтаж или на предприятия Заказчика в герметично закрытой таре Изготовителя с неповрежденными этикетками и иметь сопроводительную документацию (накладные, счета-фактуры и паспорт качества), которая должна содержать следующие сведения:

- наименование фирмы поставщика;
- марку материала;
- цвет материала и номер колера по каталогу;
- дату изготовления;
- количество материала в каждой тарной упаковке.

Кроме того, до начала производства работ Поставщик предоставляет Заказчику следующую документацию:

- настоящий технологический регламент;
- технологические карты и инструкции по нанесению на каждый материал;
- сертификат соответствия.
- паспорт безопасности.

Перед использованием лакокрасочных материалов тщательно изучите технические описания продуктов, спецификацию и меры безопасности. Необходимо проверить информацию на банке и убедиться, что:

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							32
Изм.	Кол.	Лист.	№ док.	Подпись	Дата		

марка краски и цвет правильные
при наличии номера продукта его номер соответствует спецификации
срок хранения не превышен
при использовании 2-х – компонентных продуктов пропорция смешивания должна соответствовать данным технического описания краски.

Соблюдать правильное соотношение смешивания. Смешивать механическим миксером со штоками. Температура краски должна быть между 15° С и 25°С для оптимальных свойств нанесения.

Наружная поверхность корпуса резервуара, площадки обслуживания и лестницы, подлежат антикоррозионной защите полностью.

Грунтовочное покрытие – двухкомпонентный, отверждаемый полиамидным аддуктом, высоко структурированный эпоксидный материал. Образуется твердое и прочное покрытие. Обладает хорошими смачивающими свойствами. Отвердеет при низкой температуре. Применяется (для данного проекта) в качестве грунтовочного слоя перед нанесением слоя эмали, а также в качестве ремонтного грунта после монтажа на строительной площадке.

Финишное покрытие - двух компонентное глянцевое акрил-полиуретановое покрытие, отверждаемое алифатическим изоцианатом, с хорошим глянцем и цветостойкостью.

Покрытие, эксплуатирующееся в условиях погружения – двухкомпонентное, отверждаемое аминным аддуктом, эпоксидно-фенольное (новолачное) покрытие с очень хорошей адгезией и стойкостью к высокой температуре, воде и химикатам. В качестве внутреннего покрытия в цистернах, трубопроводах и т.п., для горячей воды, солевых растворов, сырой нефти, включая баки для питьевой воды. В качестве покрытия выдерживающего обработку паром в течение 3 суток с температурой до +160оС.

Срок службы покрытия составляет 10 лет при соблюдении технологии подготовки и окраски поверхности.

Окраску основных металлоконструкций резервуара производят в соответствии с фирменным стилем Заказчика. Решение по цветовой гамме покрытия и вопросам технологии антикоррозионной защиты принимает заказчик по согласованию с фирмой ВМП Казахстан

При выполнении антикоррозионных работ следует руководствоваться требованиями раздела 5.4 ГОСТ 31385-2008.

9.2. Подготовка поверхности.

Перед абразивоструйной, ручной или механизированной очисткой металлической поверхности необходимо произвести осмотр и исправление всех дефектов металла и сварных швов. Удаление жировых и масляных загрязнений с поверхности производится до начала абразивоструйной или ручной очистки, так как после проведения этих операций значительно труднее добиться необходимого качества обезжиривания. Возможны случаи появления локальных загрязнений в процессе очистки поверхности, — при этом допускается удаление пятен с помощью органического растворителя, однако, в целом, следует избегать таких ситуаций.

В качестве методов обезжиривания рекомендуется распыление на поверхность большого количества органического растворителя (обычно, Р-4 или №646) и последующая протирка насухо чистой ветошью, не оставляющей ворс.

Качество очистки поверхности от масляных и жировых загрязнений должно соответствовать 1-й степени обезжиривания по ГОСТ 9.402-80.

Все конструкции из горячекатаной стали должны быть очищены от прокатной окалины на 100% поверхности, в том числе на участках, которые не будут окрашиваться (например, в районе сварных швов)

Определение качества очистки производится визуально при достаточном освещении сравнением с эталонами. При осмотре без увеличения, поверхность должна быть свободной от видимых масла, смазки и грязи, а также окалины, ржавчины, лакокрасочных покрытий и других

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		33

посторонних веществ. Любые оставшиеся следы должны выглядеть только как лёгкое окрашивание в виде пятен или полос.

Для абразивоструйной очистки должен применяться абразивный материал, соответствующий требованиям ISO 11124 и ISO 11126. Абразив должен быть выбран с учетом обеспечения профиля поверхности с шероховатостью в пределах $Rz = 40-120$ мкм.

Сжатый воздух, используемый для абразивоструйной очистки, обеспыливания и распыления ЛКМ, должен отвечать требованиям ГОСТ 9.010-80.

Все предназначенные для окраски поверхности, перед нанесением каждого слоя, должны быть обеспылены путем обдува чистым сухим сжатым воздухом под давление 4-10 бар или с использованием промышленного пылесоса. Качество обеспыливания должно соответствовать степени 2 согласно ISO 8502-3.

9.3. Нанесения покрытия.

Некоторые части конструкций, возможно, потребуется защитить от попадания на них краски. Для этого обычно используют малярный скотч и пленку, иногда на такие места наносят защитную смазку, избегая загрязнения других участков.

Окрашиваемые конструкции часто имеют сложную форму, затрудняющую получение равномерной толщины покрытия при нанесении распылением на всех поверхностях (в углах, на ребрах жесткости и т.д.). Кроме того, некоторые участки очень сложно проконтролировать на толщину покрытия без специальных процедур (вблизи кромок, на сварных швах и т.д.).

Поэтому, в труднодоступных местах следует вручную нанести кистью дополнительный слой (выполнить полосовое окрашивание) шириной 50 мм.

Полосовое окрашивание можно проводить как до нанесения основного слоя, так и после него.

9.4. Условия окружающей среды

Одним из наиболее опасных загрязнителей окрашиваемой поверхности является вода, которая препятствует сцеплению лакокрасочного материала с поверхностью, при контакте с очищенным металлом вызывает вторичную ржавчину, а на невысохшем покрытии вызывает ряд дефектов. Основными причинами появления воды на поверхности являются выпадение осадков (при работе на открытой площадке) и конденсация влаги из воздуха. Загрязнение поверхности осадками исключается правильным планированием работ, а также укрывание.

Чтобы исключить конденсацию влаги, необходимо соблюдать следующие требования:

- относительная влажность воздуха должна быть не более 85%;
- температура поверхности как минимум на 3°C выше точки росы.

Кроме того, материалы имеют ограничения по температуре окружающей среды, при которой они могут применяться:

Рекомендуемые условия окружающей среды при нанесении материалов

Материал	Температура воздуха		Влажность воздуха	Температура поверхности
	Минимальная	Максимальная		
Грунтовочное покрытие	-5°C	$+40^{\circ}\text{C}$	не более 85%	Не менее чем на 3°C выше точки росы
Финишное покрытие	-10°C	$+40^{\circ}\text{C}$	не более 85%	
Покрытие, эксплуатирующее в условиях погружения	$+10^{\circ}\text{C}$	$+40^{\circ}\text{C}$	не более 85%	

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		34

10. ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

10.1. Электроосвещение

Проектом предусматривается наружное электроосвещение территории резервуарного парка согласно ТУ N*10-06/355 от 14.05.2021 г. выданный Управления "Эмбаунайэнерго".

Проектом предусмотрено:

-установка высокомачтовой опоры типа ПМО-25 с 6-ю прожекторами по 400 Вт, общей мощностью 2,4кВт, с мобильной короной освещения и молниеприемником высотой 5 метров,

-демонтаж существующих опор освещения №1; №2

-установить автоматически выключатель в ЩУО (ЯУО 9601-3474) запитанного от РУ-0,4кВ существующего ЗТП.

-прокладка кабеля от существующего ЩУО до клеммных соединений, предусмотренный заводом изготовителем ПМО-25, проходит по существующей эстакаде и далее по проектируемой в разделе АТХ, затем подземное в траншее кабелем марки ВВГнг 4х4 мм².

10.2. Электрохимзащита.

Проектом предусматривается защита от почвенной коррозии днища стального резервуара для хранения нефти V=2000 м³, в количестве 1шт.

Электрохимзащита выполняется 2-мя групповыми протекторными установками из 8-и протекторов типа ПМ-20У. Количество протекторов выбрано согласно расчетов, расчеты предоставлены.

Защитная плотность тока в расчетах принималось - 17 мА/м².

Подключение протекторных установок к днищу резервуара выполняется через контрольно-измерительные пункты, установленные в точках дренажа,

Контрольно-измерительный пункт оборудован медно-сульфатным электродом длительного действия Cu/u CSO₄ с датчиком электрохимического потенциала,

Минимальные и максимальные значения защитных потенциалов по отношению к медно-сульфатному электроду Cu/uCSO₄ должны соответствовать требованиям СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 "Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии".

11. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ПОЖАРНАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							35
Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		

Введение

Раздел «Автоматическая пожарная сигнализация» рабочего проекта «Строительство РВС-2000м³ с демонтажем существующего РВС-1000м³ №2 на СП «В.Молдабек» разработан на основании задания на проектирование от 17.05.2021г. выданных АО «Эмбаунайгаз».

Проектная организация – Отдел проектно-сметных работ департамента капитального строительства АО «Эмбаунайгаз». Заказчиком проекта является АО «Эмбаунайгаз».

Вид строительства – Новое строительство. В соответствии с РДС РК 1.02. -04-2013 все намеченные к строительству объекты по уровню ответственности относятся к II - уровню ответственности.

Исходные данные для проектирования:

- Отчет «Топогеодезических изысканий по рабочему проекту: «Строительство РВС-2000м³ с демонтажем существующего РВС-1000м³ №2 на СП «В.Молдабек». Атырауская область, Кызылкогинский район. - ТОО «RBM Sweco Productions»;
- Технический отчет по инженерно-геологическим изысканиям по рабочему проекту: «Строительство РВС-2000м³ с демонтажем существующего РВС-1000м³ №2 на СП «В.Молдабек». – ТОО «RBM Sweco Productions»;
- Технические условия на разработку проектно-сметной документации объекта обустройства месторождения «Строительство РВС-2000м³ с демонтажем существующего РВС-1000м³ №2 на СП «В.Молдабек» от 17.05.2021г.

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

При разработке рабочей документации использовалась следующая нормативная документация:

- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- СН РК 2.02-02-2019 «Пожарная автоматика зданий и сооружений»;
- СН РК 2.02-11-2002 Нормы оборудования зданий, помещений автоматической пожарной сигнализации, пожаротушения и оповещения людей о пожаре;
- СН РК 4.04-07-2019 и СП РК 4.04-107-2013 «Электротехнические устройства».
- ПУЭ РК 2015 «Правила устройства электроустановок».

11.1. Проектные решения

Согласно задания на проектирования проектом предусматривается:

- установка тепловых пожарных извещателей для обнаружения очага возгорания в резервуаре;
- установка ручных пожарных извещателей для предупреждения работниками о возгорания объекта;
- установка светозвуковых оповещателей для предупреждения о возгорания объекта;
- установка речевых оповещателей для предупреждения о возгорания объекта.

Система автоматической пожарной сигнализации построена на основе адресно-аналоговой системы производства НВП «Болид» и обеспечивает безопасную работу в заданных режимах, без постоянного присутствия персонала.

Проектом предусмотрена установка тепловых пожарных извещателей на проектируемой резервуаре РВС-2000м³.

Проектом предусмотрена установка ручных пожарных извещателей на площадке резервуарного парка на уровне 1,5 метра от уровня земли. В соответствии СН РК 2.02-02-2019 «Пожарная автоматика зданий и сооружений» расстояние между ручными пожарными извещателями не превышает 100 метров вне зданий по каждому направлению эвакуации. Ручные пожарные извещатели установлены в местах, удаленных от электромагнитов и других устройств,

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							36
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		

воздействие которых может вызвать самопроизвольное срабатывание ручного пожарного извещателя. На расстоянии 0,75 метра не имеется предметов, препятствующих доступу к извещателю. Места установки ручных пожарных извещателей имеют освещенность не менее 50 лк.

Тепловые пожарные извещатели и ручные пожарные извещатели включены в один адресный шлейф пожарной сигнализации.

Так как в проекте используется безадресные взрывозащищенные тепловые и ручные пожарные извещатели, для определения адреса применяется адресные расширители С2000-АР1, производства НВП «Болид».

Светозвуковые оповещатели монтируются на высоте достаточной для прослушивания и визуального наблюдения при оповещении о пожаре. Размещение светозвуковых оповещателей обеспечивает общий уровень звука не менее 75 дБ на расстоянии 3 метра от оповещателя, но не более 110 дБ в любой точке защищаемого помещения. Сигналы звукового оповещения отличаются от сигналов другого назначения. Оповещатели не имеют регуляторов громкости и подключены к сети без разъемных устройств.

Прибор приемно-контрольный охранно-пожарный "С2000М", контроллер двухпроводной линий "С2000-КДЛ-2И", контрольно-пусковой блок "С2000-КПБ" и радиомодем "Невод-5" установить в шкафу пожарной сигнализации ШПС. Блок индикации "С2000-БИ" установить на стене КПП.

Система должна эксплуатироваться в автономном режиме с минимальным вмешательством персонала. Это позволяет значительно сократить затраты при эксплуатации. Высокая монтажная способность системы на действующих объектах обеспечивается применением соответствующих современных конструктивных исполнений оборудования.

Система оповещения и управления эвакуацией разработан в соответствии со СН РК 2.02-11-2002 «Нормы оборудования зданий, помещений и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации, автоматическими установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре».

В соответствии СН РК 2.02-11-2002 резервуарный парк соответствует 3 типу систем оповещения людей о пожаре. Система оповещения и управления эвакуацией предназначены для организации систем аварийного автоматического речевого оповещения людей о чрезвычайных ситуациях и для эффективного управления процессом эвакуации.

Прибор речевого оповещения «Рупор-300» предусматривает трансляцию речевых сообщений о действиях, направленных на обеспечение безопасности и оповещения при возникновении пожара и других чрезвычайных ситуаций с посредством оповещателя пожарного речевого настенного ОНР-С внутри здания операторной и с посредством громкоговорителей рупорные взрывозащищенные типа ГРВ-07е на площадке резервуарного парка.

Источник бесперебойного питания РИП-12 и прибор речевого оповещения Рупор-300 установить на высоте 0,8...1,5м. от уровня пола на стене здания.

Речевые оповещатели монтируются на высоте достаточной для прослушивания при оповещении. Размещение речевых оповещателей обеспечивает общий уровень звука не менее 75 дБ на расстоянии 3 метра от оповещателя, но не более 110 дБ в любой точке защищаемого помещения. Оповещатели не имеют регуляторов громкости и подключены к сети без разъемных устройств.

Все приборы устанавливаемые в резервуарном парке предусмотрены во взрывозащищенном исполнении.

Все приборы внутри одного объекта связаны кабельной линией связи с интерфейсом RS485 по протоколу «Орион».

Сигнал с пульта контроля и управления С2000М передается по радиомодему Невод-5 к блоку индикации с клавиатурой С2000-БКИ который расположено в помещении КПП.

11.2. Внутриплощадочные сети

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		37

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

Основные высоты от принятой нулевой отметки до кабеленесущих конструкций принимаются 2.0м.

Кабель по площадке резервуарного парка прокладывается по проектируемой и существующей эстакаде.

При спуске кабеля с РВС кабель защищается трубой. Место выхода кабеля с трубы необходимо уплотнить и герметизировать огнезащитным материалом.

11.3. Кабели автоматической пожарной сигнализации и СОУЭ

Выбор проводов и кабелей, способы их прокладки для организации шлейфов и соединительных линий пожарной сигнализации, произведен в соответствии с ПУЭ РК от 2015, СН РК 4.04-07-2019 и СП РК 4.04-107-2013 «Электротехнические устройства», требованиями СН РК 2.02-02-2019 «Пожарная автоматика зданий и сооружений» и технической документацией на приборы и оборудование системы.

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

Допускается уменьшить расстояние до 0,25 м от проводов и кабелей АСУТП и соединительных линий без защиты от наводок до одиночных осветительных проводов и контрольных кабелей.

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

Проектируемый кабель АПС и СОУЭ МКЭШВнг(А)-LS снаружи здания прокладывается по существующей и проектируемой эстакаде.

11.4. Электропитание системы

По степени обеспечения надежности электроснабжения проектируемые установки относятся к 1 категории согласно ПУЭ РК от 2015г.

Для обеспечения бесперебойного электропитания системы АПС и СОУЭ предусмотрено использовать блок бесперебойного электропитания «РИП-12 исп. 06».

11.5. Заземление

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

Для обеспечения безопасности людей все электрооборудование должно быть надежно заземлено в соответствии с требованиями ПУЭ РК 2015, СН РК 4.04-07-2019 и СП РК 4.04-107-2013 «Электротехнические устройства». Сопротивление заземляющего устройства, используемого для заземления электрооборудования, должно быть не более 4 Ом. В качестве заземляющего устройства используются устройства, предусмотренные в электротехнической части проекта.

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		38

12. АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Введение

Раздел «Автоматизация технологических процессов» рабочего проекта «Строительство РВС-2000м³ с демонтажем существующего РВС-1000м³ №2 на СП «В.Молдабек» разработан на основании задания на проектирование от 17.05.2021г. выданных АО «Эмбаунайгаз».

Проектная организация – Служба проектно-сметных работ департамента капитального строительства АО «Эмбаунайгаз». Заказчиком проекта является АО «Эмбаунайгаз».

Вид строительства – Новое строительство. В соответствии с РДС РК 1.02. -04-2013 все намеченные к строительству объекты по уровню ответственности относятся к I - уровню ответственности.

Исходные данные для проектирования:

- Отчет «Топогеодезических изысканий по рабочему проекту: «Строительство РВС-2000м³ с демонтажем существующего РВС-1000м³ №2 на СП «В.Молдабек». Атырауская область, Кызылкогинский район. - ТОО «RBM Sweco Productions»;
- Технический отчет по инженерно-геологическим изысканиям по рабочему проекту: «Строительство РВС-2000м³ с демонтажем существующего РВС-1000м³ №2 на СП «В.Молдабек». – ТОО «RBM Sweco Productions»;
- Технические условия на разработку проектно-сметной документации объекта обустройства месторождения «Строительство РВС-2000м³ с демонтажем существующего РВС-1000м³ №1 на СП «В.Молдабек» от 17.05.2021г.

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

При разработке рабочей документации использовалась следующая нормативная документация:

- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- ГОСТ 21.408-2013 «СПДС. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;
- СН РК 4.02-03-2012 «Системы автоматизации»;
- СН РК 4.04-07-2019 и СП РК 4.04-107-2013 «Электротехнические устройства»;
- ПУЭ РК 2015 «Правила устройства электроустановок».

12.1. Основные технические решения

Согласно заданию на проектирование данная документация предусматривает автоматизацию технологических процессов при строительстве резервуара РВС-2000м³.

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		39

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

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

Технологические трубопроводы, силовые кабели и кабели АТХ запроектированы преимущественно на существующей эстакаде.

12.2. Объекты автоматизации

Объектом автоматизации технологических процессов является резервуар РВС-2000м³.

12.3. Проектные решения

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

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

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

Полевой комплекс технических средств (КТС) оснащен датчиком измерения уровня, датчиком измерения и контроля раздела фаз и сигнализатором верхнего аварийного уровня.

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

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

Структурная схема автоматизации представлена документом 110-2/13-20-АТХ-003.

Описание технологического процесса всецело представлено в технологическом разделе проекта - марка ТХ. Основные проектные решения по автоматизации технологических процессов на сборном пункте представлены на чертеже 110-2/13-20-АТХ-002.

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

- сертификаты о внесении в реестр РК (СТ РК 2.21-2007; СТ РК 2.30-2007);
- сертификат о происхождении товара;
- сертификат о заводской поверке;
- сертификаты о двухлетней гарантии.

Все приборы, устанавливаемые в резервуарном парке предусмотрены во взрывозащищенных исполнениях.

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							40
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		

12.4. Основные технические решения по контролю и управлению технологических процессов

Проектом предусматривается контроль в резервуаре вертикальном стальном РВС-2000м³:

- уровня с посредством датчика уровня;
- раздела фаз с посредством датчика уровня и раздела фаз.

Проектом предусматривается защита от перелива вертикального резервуара с посредством сигнализатора верхнего аварийного уровня.

Сигналы от датчиков уровня и раздела фаз по контрольному кабелю МКЭШВнг(А)LS 2х2х1,0 поступает на коробку соединительную, далее по контрольному кабелю МКЭШВнг(А)LS 10х2х1,0 на существующий программируемый логический контроллер Siemens S7-300, установленный в шкафу автоматизаций, расположенный операторной.

Сигналы от сигнализатора уровня по контрольному кабелю МКЭШВнг(А)LS 2х2х1,0 поступает на существующий программируемый логический контроллер Siemens S7-300, установленный в шкафу автоматизаций, расположенный операторной.

На площадке резервуарного парка предусмотрено установка датчика углеводородных газов для непрерывного контроля дозврывоопасных концентраций воздушных смесей (многокомпонентных) паров и горючих газов в воздухе. Газоанализатор устанавливается на высоте 1м от уровня площадки на металлической стойке, разрабатываемой в части проекта по марке АС.

Сигналы от датчиков углеводородных газов по контрольному кабелю МКЭШВнг(А)LS 2х2х1,0 поступает на коробку соединительную, далее по контрольному кабелю МКЭШВнг(А)LS 8х2х1,0 на существующий программируемый логический контроллер Siemens S7-300, установленный в шкафу автоматизаций, расположенный операторной.

Для оповещения утечки газа на площадке резервуарного парка предусмотрено светозвуковой оповещатель, который подключен по контрольному кабелю МКЭШВнг(А)LS 2х2х1,0 с существующим программируемым логическим контроллером Siemens S7-300.

12.5. Внутриплощадочные сети

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

Основные высоты от принятой нулевой отметки до кабеленесущих конструкций принимаются 2.0м.

Кабель по площадке резервуарного парка прокладывается по проектируемой и существующей эстакаде.

При спуске кабеля с РВС-2000м³ кабель защищается трубой. Место выхода кабеля с трубы необходимо уплотнить и герметизировать огнезащитным материалом.

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							41
Изм.	Кол.	Лист.	№ док.	Подпись	Дата		

8. ЛИКВИДАЦИЯ РЕЗЕРВУАРА

8.1. Ликвидация резервуара

Данный проект по заданию руководства НГДУ «Кайнармунайгаз» на строительство РВС-1000м³ для сбора товарной нефти из-за длительного срока эксплуатации, и неудовлетворительного технического состояния ремонт РВС№2 экономический неэффективен, необходимо демонтировать РВС-1000м³ и смонтировать РВС-2000м³.

Ликвидация резервуара - это полный демонтаж его металлических конструкции, а при необходимости удаление загрязненного нефтепродуктами грунта, его утилизация или восстановление.

8.2. Демонтаж резервуара.

Перед началом выполнения работ в местах, где имеется опасность загазованности и воздействия ОВПФ превышающих допустимые нормы, в том числе в изолированных помещениях, закрытых емкостях, колодцах, траншеях и шурфах, проводится анализ воздушной среды и оформляется наряд - допуск. При обнаружении загазованности производство работ в данном месте останавливается и возобновляется после устранения загазованности.

Перед демонтажом необходимо резервуары пропарить и зачистить. Резервуары перед зачисткой должны быть освобождены от масла. Зачистка резервуаров должна производиться после отсоединения их от трубопроводов, пропаривания. Применение для дегазации воздуха не разрешаются.

Качество дегазации должно проверяться анализом проб воздуха, отобранного из нижней части сосуда.

Зачистка резервуара проводится с помощью аппарата для подачи воды под давлением с использованием реагентов. Вода под давлением реагент снимают пирофорные отложения со стен резервуара, с использованием специализированной вакуумной машины отложения удаляются из резервуара. При необходимости эти работы производятся несколько раз, после каждой зачистки производится замер концентрации паров до достижения нормы ПДК. Концентрация паров нефтепродуктов пробы после дегазации не должна превышать ПДК в рабочей зоне.

Работы внутри резервуаров должны проводиться по наряду-допуску бригадой в составе не менее трёх человек под руководством ответственного лица.

Спуск в резервуар более одного человека не допускается. Работающий в резервуаре должен быть в шланговом противогазе и надетым спасательным поясом и закреплённой к нему спасательной верёвкой. С наружи резервуара должны находиться не менее двух человек, которые должны держать в руках концы верёвок, наблюдать за работающим в резервуаре, быть готовым оказать ему необходимую помощь и не допускать к месту проведения работ посторонних лиц. Время пребывания в резервуаре не должно превышать 15 мин. Каждые 30 мин следует проверять резервуар на загазованность.

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		42

8.3. Очистка донных отложений.

Очистка резервуара от донных осадков через монтажный проем с выгребанием твердых осадков и окончательная зачистка днища и стен путем пропарки. Отходы, полученные в результате очистки резервуара и не подлежащие дальнейшему использованию, необходимо утилизировать и вывезти в шламонакопитель.

В период строительства ответственным за организацию сбора, вывоза и утилизацию отходов производства и потребления, является Заказчик.

8.4. Организация работ

Назначение резервуара к ликвидации устанавливается комиссией по результатам их обследования и дефектоскопии на основании установления их полной непригодности к ремонту и отбраковки по степени износа, несовместимой с эксплуатацией и утверждается приказом руководства.

Технологические операции по ликвидации резервуаров предприятия производятся в соответствии с проектом организации работ, разрабатываемом ответственным руководителем этих работ, назначаемым руководством управления. Руководство управления назначает состав бригады по главе с ответственным исполнителем. Все работники бригад должны пройти инструктаж и проверку знаний правил по технике безопасности при выполнении сварочных и погрузо-разгрузочных работ, работ по перемещению грузов, работ на высоте и монтажных работ.

При проведении работ по ликвидации резервуара на площадке должны быть обеспечены противопожарные средства.

Все работники бригад также должны пройти инструктаж и проверку знаний по оказанию первой медицинской помощи лицам, пострадавшим от несчастных случаев. Для выполнения работ по ликвидации резервуаров все работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты в соответствии с отраслевыми нормами.

Работа по ликвидации резервуара должна считаться законченным после составления актов о результатах работ и утверждения руководителем управления этих актов.

До вскрытия и разгерметизации технологического оборудования должны осуществляться мероприятия по дезактивации пиррофорных отложений.

Перед осмотром и ремонтом оборудования, резервуаров, емкостей, трубопроводов производится пропаривание и промывка водой для предотвращения самовозгорания пиррофорных отложений. Для дезактивации пиррофорных соединений применяются пенные системы на основе поверхностно-активных веществ или методов, обеспечивающих безопасную очистку от этих соединений. Работы проводятся по наряду-допуску.

Перед началом выполнения работ в местах, где имеется опасность загазованности и воздействия ОВПФ превышающих допустимые нормы, в том числе в изолированных помещениях, закрытых емкостях, колодцах, траншеях и шурфах, проводится анализ воздушной среды и оформляется наряд - допуск. При обнаружении загазованности производство работ в данном месте останавливается и возобновляется после устранения загазованности. На территории опасного производственного объекта и в опасных зонах, не допускается ведение огневых (за исключением специально отведенных мест) и газоопасных работ без наряда-допуска.

8.5. Подготовка резервуара к демонтажу.

Демонтаж РВС сложная и трудоемкая работа. Огневые работы разрешается проводить только после полной очистки резервуара от остатков нефтепродуктов, его дегазации. Дегазация резервуаров большой вместимости методом пропарки неприемлема. Концентрацию паров

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист.	№ док.	Подпись	Дата		43

углеводородов внутри резервуара можно снизить ниже предела взрываемости, используя систему вентиляции. Для осуществления вентиляции открывают люки на крыше и в нижних поясах корпуса. Запрещается проводить вскрытие люков и дегазацию резервуара (принудительную и естественную) при скорости ветра менее 1 м/с.

Наличие паров углеводородов в резервуаре определяют газоанализатором. Согласно противопожарным нормам допустимая концентрация углеводородов не должна превышать 30 мг/л. Анализ воздуха из резервуара делают ежедневно перед началом работ, если работа по демонтажу производится в течение нескольких дней.

8.6. Демонтаж металлоконструкции резервуара.

Демонтаж ведется методом «снизу-вверх» путем вырезания поясов резервуара, начиная с нижнего. Демонтируемый лист крепится с помощью троса к трактору, вырезается по периметру газовой резкой и выдергивается. Демонтируемые части резервуара, разрезанные на «куски», удобные для транспортирования, последовательно направляются с помощью транспортного средства на склад для реализации. Перед огневыми работами по разрезанию днища необходимо убедиться в отсутствии нефтепродукта под днищем. Грунт под днищем, пропитанный нефтепродуктом, выбирают и засыпают чистым песком.

Зачищенные и провентилированные трубопроводы резервуара разрезают на отдельные части длиной 1,5 - 2,0м и также отправляют на реализацию.

После окончания демонтажных работ производятся работы по устройству проездов к строящимся объектам.

При ликвидации резервуара и захоронение, складирование отходов производится в местах, устанавливаемых органами местного самоуправления по согласованию с уполномоченными РК в области охраны окружающей среды и санитарно - эпидемиологического надзора

9. ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

9.1. Общие принципы обеспечения безопасности

Организация работы по охране труда организована в соответствии с законодательными и общегосударственными нормативными документами Республики Казахстан, а также документами Компании в области охраны труда. Организационную, техническую работу и контроль за охраной труда осуществляет руководство Компании. Основным принципом деятельности в области охраны труда всех уровней управления является признание и обеспечение приоритета жизни и здоровья работников по отношению к результатам производственной деятельности. Эксплуатационный персонал наделается правом приостанавливать проведение работ при возникновении угрожающей жизни ситуации.

Основными направлениями реализации комплекса организационно - технических мероприятий по охране труда на всех уровнях производства являются:

- обучение работающих правилам безопасности труда;
- обеспечение безопасной эксплуатации оборудования и машин;
- обеспечение безопасности производственных и санитарно-бытовых зданий и сооружений;
- нормализация санитарно-бытовых условий труда;
- санитарно-бытовое обслуживание работающих;
- обеспечение оптимальных режимов труда и отдыха;
- медицинское обслуживание работающих;
- обеспечение работающих спецодеждой и с СИЗ, с учетом вида работы и степень риска.

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							44
Изм.	Кол.	Лист.	№ док.	Подпись	Дата		

Все проектные решения направлены на обеспечение безопасности производства.

9.2. Основные технические решения по обеспечению безопасности труда и производства.

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

9.3. Производственная санитария.

На работах, связанных с опасными вредными веществами и неблагоприятными производственными факторами, обязательны предварительные при поступлении, а также периодические медицинские осмотры работников.

На производственных объектах должны быть санитарно-бытовые помещения для обслуживающего персонала согласно санитарным нормам.

Производственные помещения должны быть обеспечены отоплением, вентиляцией в соответствии с СН 245-71; СН 433-71.

Работники производства должны быть обеспечены питьевой водой, отвечающей санитарным нормам.

Все поступившие на предприятие рабочие должны быть обучены приёмам оказания доврачебной помощи. Места работ производственных бригад должны быть обеспечены аптечками с набором медикаментов, инструментов и перевязочных материалов для оказания доврачебной помощи.

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью, средствами индивидуальной защиты (СИЗ) - противогазы, противопылевые респираторы, предохранительные пояса для работ на высоте).

Рабочие и служащие, непосредственно занятые на работах с вредными условиями труда, должны обеспечиваться бесплатным молоком или другими равноценными пищевыми продуктами.

9.4. Обоснование размера санитарно-защитной зоны

Уровень ответственности объекта – II (повышенный) уровень технический сложный.

промышленные объекты, производственные здания и сооружения: опасные производственные объекты, обладающие признаками, установленными Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 353 Об утверждении Правил идентификации опасных производственных объектов: промышленные, межпромышленные трубопроводы, фонд скважин, объекты строительства и (или) эксплуатации технологических и сопутствующих объектов нефтегазовых сооружений относятся к опасным производственным объектам.

Для объектов, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека, с учетом предусматриваемых мер по уменьшению неблагоприятного влияния различных по природе факторов на среду обитания и здоровье человека в соответствии с санитарной классификацией промышленных объектов и производств устанавливаются размеры СЗЗ, соответствующие классу опасности объекта в соответствии с приложением 1 к настоящим Санитарным правилам.

Размер СЗЗ для групп объектов или промышленного узла устанавливается с учетом суммарных выбросов и физического воздействия источников объектов, входящих в

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							45
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		

промышленную зону, промышленный узел (комплекс). Для них устанавливается единая расчетная СЗЗ, и после подтверждения расчетных параметров данными натурных исследований, оценки риска для здоровья населения окончательно устанавливается размер СЗЗ. Оценка риска для здоровья населения проводится для групп объектов, в состав которых входят объекты I и II классов опасности.

Установление размеров СЗЗ для объектов проводится при наличии проектов обоснования СЗЗ с расчетами загрязнения атмосферного воздуха и физического воздействия на атмосферный воздух, с учетом результатов натурных исследований и измерений атмосферного воздуха, уровней физического воздействия на атмосферный воздух, выполненных в соответствии с программой наблюдений, представляемой в составе проекта строительства новых, реконструкцию или техническое перевооружение действующих объектов.

Проектируемая деятельность АО «Эмбаунайгаз» на нефтедобывающих управлениях, в том числе НГДУ «Кайнармунайгаз» являются взрыво и пожароопасными объектами.

Согласно «Проект нормативов о предельно-допустимых выбросах загрязняющих веществ в атмосферу для промплощадок НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» размер санитарно защитной зоны принимаются в соответствии Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитно производственных объектов» утв. приказом Министра национальной экономики от 20 марта 2015 года №237 для объектов НГДУ «Кайнармунайгаз» было установлено СЗЗ не менее 1000м.(копия заключения СЭС прилагается №Е.05.Х.КZ09VBZ00037526 от 28.09.2022г.)

9.5. Охрана атмосферы воздуха, гидросферы и почвы

В настоящее время в связи с ростом природоохранных требований и общественного сознания большое внимание при обустройстве газовых комплексов уделяется малоотходных и безотходных технологических процессов, развитию комбинированных производств, обеспечивающих полное и комплексное использование природных ресурсов, исключающих или существенно снижающих вредное воздействие на окружающую среду. Поэтому в проекте обустройства месторождения предусмотрена охрана:

- атмосферы воздуха;
- естественных водоёмов;
- почвы.

9.6. Инженерные и природоохранные мероприятия по защите окружающей среды

Для безаварийного проведения разработки месторождения в соответствии с «Едиными правилами разработки нефтяных и газовых месторождений РК» должны быть предусмотрены следующие оперативные решения:

использование современного нефтяного оборудования и строительной техники с минимальными выбросами в атмосферу;

автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;

применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;

применение прогрессивных технологий и материалов;

при нарастании неблагоприятных метеорологических условий, необходимо снизить производительность от 15 до 50 %, вплоть до полной остановки добычи;

обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации

10. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							46
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		

Данный раздел выполнен в соответствии с нормами и правилами в области гражданской обороны, защиты населения и территории от чрезвычайных ситуаций (далее ЧС) природного и техногенного характера.

При подготовке раздела использованы следующие основные руководящие и нормативные документы, действующие в Республике Казахстан: Закон Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года о гражданской защите (с изменениями и дополнениями по состоянию на 07.01.2020 г.) определяющий:

Мероприятия, проводимые при ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

В целях оперативного реагирования на чрезвычайные ситуации при их возникновении органами управления гражданской защиты в пределах своей компетенции проводятся:

- 1) анализ сложившейся обстановки, определение масштаба распространения чрезвычайной ситуации, предварительная оценка людских потерь и материального ущерба;
- 2) оповещение населения;
- 3) оценка возможного развития чрезвычайной ситуации, обобщение данных об обстановке и подготовка аналитических материалов;
- 4) оперативное направление сил и средств гражданской защиты в соответствии с планом действий по ликвидации чрезвычайных ситуаций;
- 5) управление силами и средствами гражданской защиты при проведении аварийно-спасательных и неотложных работ, принятие необходимых экстренных мер и управленческих решений по вопросам ликвидации чрезвычайной ситуации;
- 6) координация действий и организация взаимодействия сил и средств гражданской защиты, привлекаемых к ликвидации чрезвычайной ситуации;
- 7) мероприятия по жизнеобеспечению населения в чрезвычайных ситуациях, в том числе использование запасов материально-технических ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций в зависимости от масштаба распространения;
- 8) контроль за состоянием сил и средств гражданской защиты, привлекаемых к ликвидации чрезвычайных ситуаций в соответствии с планом действий по ликвидации чрезвычайной ситуации.

Закон «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» Приложение 4 к приказу Министра национальной экономики Республики Казахстан «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» от 20 марта 2015 года № 236.

Закон РК от (30.12.2019г. № 273-VI ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ КОДЕКС РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН, которые устанавливают:

- механизм государственного управления охраной атмосферного воздуха;
- нормативы предельно допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ, ориентировочных безопасных уровней воздействия (ОБУВ), нормативы предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ, а также уровни вредных воздействий. Частично и кратковременно может возникнуть угроза подтопления талыми и дождевыми водами.
- Комплекс технических решений, заложенных в проекте направлен на предотвращение или исключение аварийных ситуаций на промплощадке ЦДНГ Кенбай и базируется на следующих принципах:
 - сведение к минимуму вероятности возникновения аварийных ситуаций, путем проведения комплексных инженерных мероприятий по защите территории от ЧС;
 - обеспечение безопасности обслуживающего персонала, сведение к минимуму ущерба от загрязнения окружающей среды.

От местных органов управления ЧС информация поступает к руководству НГДУ «Кайнармунайгаз», АО «Эмбаунайгаз» затем по подчиненности, ответственным руководителям

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							47
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		

подразделений. При этом для передачи информации в звене – местный орган ЧС – руководство НГДУ используются средства радиосвязи и проводной связи.

При передаче информации от линейных контролеров до руководства НГДУ могут использоваться средства мобильной радиосвязи и подвижные средства. Передача информации от руководства НГДУ до вышестоящего руководства осуществляется с использованием технических возможностей автоматизированной системы управления технологическими процессами, средств проводной связи.

Оповещение рабочих и служащих об угрозе возникновения ЧС осуществляется по решению руководителя с применением существующих технических средств оповещения:

- сирена С-40, С-28, РСК, на согласованных участках, на станциях;
- по телефону;
- использование систем проводной связи (РТС).

При угрозе возникновения ЧС органы управления должны переключить условия работы на режим повышенной готовности. После поступления информации о такой угрозе должны быть приняты следующие меры:

- приведение в готовность служб и др. органов управления объекта +0,2-0,5 часа;
- приведения в готовность системы связи и оповещения +0,2-0,5 часа;
- усиление (в 1,5-2 раза) круглосуточных дежурно-диспетчерских служб в центре управления круглосуточного дежурства администрации +0,5-3 часа;

Осуществление сбора руководящего состава, уточнение или постановка задач +1-3 часа;

- информирование подчиненных, взаимодействующих организаций и представление докладов вышестоящим органам управления о сложившейся обстановке 0,2-3 часа;
- усиление контроля за состоянием окружающей природной среды и обстановкой на объектах и элементах 0,5-1 часа;
- уточнение плана действий по предупреждению и ликвидации ЧС +2-3 часа;
- прогнозирование возможного возникновения ЧС, их последствий и масштабов +1-2 часа;
- принятие неотложных мер по повышению устойчивости работы защитных сооружений и основных его элементов 0,5-1 часа.

К принимаемым неотложным мерам по защите рабочих и служащих относятся:

- подготовка к выдаче средств индивидуальной защиты (СИЗ) +0,2-0,5 часа;
 - приведение в готовность сил и средств, предназначенных для ликвидации последствий ЧС +0,2-2 часа;
- приведение в готовность пожарных команд +0,2-1 час.

С целью анализа сложившейся ситуации, предсказания и оценки возможного ущерба привлекаются специалисты отделов и служб администрации, члены регионального управления ЧС.

При необходимости создается Комиссия по ликвидации ЧС (КЧС) с привлечением специалистов. При этом выполняются следующие мероприятия:

- устанавливается круглосуточный режим работы для ЦДНГ Кенбай в зоне ЧС;
- своевременный доклад вышестоящим органам управления об обстановке и проводимых мероприятиях, информирование подчиненного персонала, взаимодействующих организаций, местных органов государственного надзора;
- выдача СИЗ медицинских и других средств защиты производственному персоналу;
- выдвижение оперативных групп из органов управления нефтепровода +0,2-1 часа;
- выдача СИЗ и других средств, согласно табелю оснащения, личному составу сил ликвидации ЧС, организация их доставки в район ЧС +0,5-1,5 часа;

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							48
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		

- при необходимости укрытие персонала в защитных сооружениях +5-10 мин;
- организация и проведение аварийно-спасательных и неотложных работ (АСНДР) +3-4 часа;
- организация поддержки и обеспечение безопасности АСНДР +3-4 часа.

10.1. Обеспечение действий сил ликвидации ЧС.

Обеспечение действий сил ликвидации ЧС – это комплекс мероприятий, организуемых и осуществляемых в целях создания условий для успешного выполнения поставленных задач, по следующим направлениям: разведка, радиационная и химическая защита, инженерное, противопожарное, дорожное, гидрометеорологическое, техническое, материальное, транспортное, медицинское обеспечение и др.

Непосредственными организаторами являются члены КЧС, начальники отделов и служб, руководители специализированного аварийно-спасательного формирования.

10.2. Противопожарное обеспечение.

Включает разведку, доступ к ресурсам в аварийной зоне, тушение (локализацию) пожаров, спасение людей, находящихся в горящих, загазованных задымленных помещениях и территориях.

Для решения задач противопожарного обеспечения привлекается отделение (звено) пожаротушения, а также, по плану взаимодействия, противопожарная служба территорий (районов), где расположена промплощадка СП Узз.

10.3. Гидрометеорологическое обеспечение.

Организуется в целях всесторонней оценки погодных факторов, своевременного прогнозирования гидрометеорологических процессов, оценки их возможного влияния на действия сил ликвидации ЧС. Основными задачами являются:

- подготовка и доведение до органов управления и сил ликвидации ЧС сведений о фактической и ожидаемой гидрометеорологической обстановке;
- краткосрочных и долгосрочных прогнозов; предупреждение об опасных явлениях природы; сбор данных по радиационной и химической обстановке, по проходимости местности и условия преодоления водных преград.

Данные гидрометеорологического обеспечения поступают в центр управления АО «Эмбаунайгаз» от органов гидрометеослужбы области и передаются по существующим средствам связи.

10.4. Материальное обеспечение.

Материальное обеспечение действий сил ликвидации ЧС решает задачи бесперебойного снабжения оборудованием, инструментом, средствами защиты, другими материальными средствами, необходимыми для ликвидации ЧС и жизнеобеспечения личного состава. Организует материальное обеспечение служба снабжения и вспомогательное отделение (звено) группы (отделения) СП Восточный Молдабек по борьбе с пожарами, разливами и др.

10.5. Транспортное обеспечение.

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подпись	Дата		49

Решает задачи доставки людей, оборудования, материалов, эвакуации населения, сельскохозяйственных животных из зоны ЧС. Для выполнения этих задач привлекается транспорт территориальных подсистем ЧС.

						110-2/02-22-4.0 ПЗ	Лист
							50
Изм.	Кол.	Лист.	№ док.	Подпись	Дата		