

РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

АО "Эмбамунайгаз"

Департамент капитального строительства

Отдел проектно-сметных работ

Государственная лицензия №15019642

Заказ: 110-2/06-20-2.4

Заказчик: НГДУ "Жылъыоймунайгаз"

# РАБОЧИЙ ПРОЕКТ

Реконструкция внутримысовой системы  
сбора жидкости м/р НГДУ "Жылъыоймунайгаз"  
(№110-2/06-20-2.0 )

Том I

Книга 1.  
Общая пояснительная записка

Согласовано				
		Илья		
Инв. № подл.	Подпись и фамилия	Взам. инв. №		
110-2/06-20-2.4	Илья			

Инв. №110-2/06-20-2.0-ОПЗ

Экз. \_\_\_\_\_

г.Атырау - 2022г.

## Пояснительная записка

## Состав рабочего проекта

№ тома	Обозначение	Наименование	Марки				
		<b>ТОМ I.</b>					
	110-2/06-20-2.0	<b>Книга 1.</b> Состав проекта	СП				
	110-2/06-20-2.0	Исходные данные	ИД				
	110-2/06-20-2.0	Общая пояснительная записка	ОПЗ				
	110-2/06-20-2.0	Проект организации строительства	ПОС				
	110-2/06-20-2.0	Паспорт рабочего проекта	ПП				
	110-2/06-20-2.0	Охрана окружающей среды	ООС				
		<b>Рабочая документация</b> <b>ТОМ II.</b>					
	110-2/06-20-2.1	<b>Книга 1.</b> Месторождение С.Нуржанова	ТК				
	110-2/06-20-2.2	<b>Книга 2.</b> Месторождение Западная Прорва	ТК				
	110-2/06-20-2.3	<b>Книга 3.</b> Месторождение Терень-Узек	ТК	TX	ГП	AC	
	110-2/06-20-2.4	<b>Книга 4.</b> Месторождение Кисымбай	ТК	TX		AC	
	110-2/06-20-2.5	<b>Книга 5.</b> Месторождение Караган	ТК				
	110-2/06-20-2.6	<b>Книга 6.</b> Месторождение Акингень	ТК				
		<b>ТОМ III. Инженерные изыскания</b>					
	110-2/06-20-2.0	<b>Книга 1.</b> Отчет по инженерно-геодезическим изысканиям	ТГИ				
	110-2/06-20-2.0	<b>Книга 2.</b> Отчет по инженерно-геологическим изысканиям	ИГИ				
		<b>Том IV. Охрана окружающей среды</b>	ООС				
		<b>Том V. Декларация промышленной безопасности</b>	ДПБ				
		<b>Том VI. Сметная документация</b>					
19	10-2/06-20-2.0	<b>Книга 1.</b> Сметный расчет	СМ				
20	10-2/06-20-2.0	<b>Книга 2.</b> Прайс лист (основной вариант)	ПС1				
	10-2/06-20-2.0	<b>Книга 3.</b> Прайс лист (основной вариант)	ПС2				

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата	11.21 110-2/06-20-2.0-ПЗ	Лист

## Содержание

<b>1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ .....</b>	<b>7</b>
1.1. Географические данные.....	7
1.2. Наружные тепло-гидрометрические условия .....	7
<b>2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....</b>	<b>7</b>
2.1. Основание для проектирования .....	7
2.2. Краткая характеристика района и площадки строительства .....	8
2.3. ГЕОМОРФОЛОГИЯ И РЕЛЬЕФ. ПРИРОДНЫЕ ЭКОСИСТЕМЫ .....	9
<b>3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ.</b>	
<b>СЕЙСМИЧНОСТЬ ТЕРРИТОРИИ.....</b>	<b>10</b>
3.1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ .....	10
М/р. С.Нуржанова .....	10
М/р. Акингень .....	10
м/р Западная Прорва .....	10
м/р Кисымбай .....	10
м/р Каратон.....	10
м/р Терень-Узек .....	11
3.2. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ .....	11
3.3. СЕЙСМИЧНОСТЬ ТЕРРИТОРИИ .....	11
4. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ .....	11
4.1. Категория трубопроводов. .....	14
4.2. Техническое обследование трубопроводов.....	14
4.3. Система поддержка пластового давления (ППД) .....	15
5. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ .....	15
5.1. Технологическая насыпь на соровых участках.....	15
6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ .....	16
6.1. Нагнетательные линии.....	16
6.2. Линия напорного водовода .....	16
6.3. Выкидные линии.....	17
6.5. Демонтаж.....	18
6.5.1.Основные проектные решения .....	18
6.5.2.Демонтаж внутрипромыслового сбора жидкости. .....	19
7. ТРУБОПРОВОДЫ.....	20
8. ПЕРЕСЕЧЕНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИНЖЕНЕРНЫХ КОММУНИКАЦИЙ .....	21
9. ТРУБЫ.....	22
10. ЗЕМЛЯНЫЕ РАБОТЫ .....	22
10.1. Земляные работы по стальному трубопроводу.....	22
10.2. Земляные работы по СВТ .....	23
11. ОЧИСТКА ПОЛОСТИ И ИСПЫТАНИЕ .....	23
12. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ.....	26
13. КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ.....	27

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата
				11.21	

<b>14. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ОБЪЕКТА НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ .....</b>	<b>29</b>
<b>15. ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТА .....</b>	<b>31</b>
<b>16. СПЕЦИАЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ .....</b>	<b>31</b>
<b>17. БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА.....</b>	<b>31</b>
<b>18. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....</b>	<b>37</b>
<b>18.1. Обоснование размера санитарно-защитной зоны .....</b>	<b>38</b>
<b>19. Функциональное зонирование территории СЗЗ и режим использования различных зон .....</b>	<b>38</b>
<b>19.1. Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ) .....</b>	<b>39</b>

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата
				11.21	

## 1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

### 1.1. Географические данные

Местоположение: Жылдызский район,  
Атырауская область

### 1.2. Наружные тепло-гидрометрические условия

Район строительства относится к IV Г климатическому району с жарким летом и холодной зимой со следующими данными природно-климатических условий:

- снеговая нагрузка -- 0,8кПа (80 кгс/м<sup>2</sup>) (район по снеговым нагрузкам - I );
- скоростной напор ветра -- 1,0кПа (100 кгс/м<sup>2</sup>) (район по базовой скорости ветра - V);
- температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 -- минус 26,6°C;
- средняя месячная относительная влажность воздуха в зимний период (в 15 ч наиболее холодного месяца (января)): 79.0 %
- дорожно-климатическая зона - V.

## 2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

### 2.1. Основание для проектирования.

Основанием для разработки технологической части проектной документации является:

- задание на разработку проектно-сметной документации объекта «Реконструкция внутрипромысловой системы сбора жидкости м/р НГДУ «Жылдызмунайгаз», выданного АО «Эмбамунайгаз», НГДУ «Жылдызмунайгаз» от 18.20.2018г.;
- технический отчет по инженерно-геологическим и инженерно-геодезическим изысканиям, выполненные ТОО «RBM Sweco Productions» 2021г. согласно договору № 252380/2019/1-ТГ от 23.05.2019г. с АО «Эмбамунайгаз» и заданию на проектирование.

При разработке рабочей документации использовалась следующая нормативная документация:

- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- ВСН 51-3-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов»;
- ВСН 005-088 «Строительство стальных промысловых трубопроводов»;
- СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355 Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (с изменениями и дополнениями от 22.11.2019 г.).
- В комплекс объекта входит:
- Реконструкция нагнетательных линий;
- Реконструкция напорного водовода;
- Реконструкция линии водовода;
- Реконструкция выкидных линий;

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата	Лист	110-2/06-20-2.0-ПЗ	7
				11.21				

## 2.2. Краткая характеристика района и площадки строительства.

Исследуемые месторождения «С.Нуржанова», «Зап.Прорва», «Акинген», «Терен-Узек», «Каратон» и «Кисымбай» находятся на территории Жылдызского района Атырауской области. Районный центр Жылдызского района г.Кульсары расположен в 210 км к востоку от областного центра Атырау.

Территория города Кульсары представлен с развитой застройкой индивидуальными, государственными и предпринимательскими объектами. Территории района электрифицирован,

обеспечен средствами связи, газифицирован. Через город Кульсары проходит железная дорога Макат– Мангистау. В свою очередь г. Атырау связывают автомобильные дороги республиканского значения с такими крупными областными центрами Казахстана, как Актобе Актау, а также областным центром Российской Федерации г. Астрахань. В данный момент находится в сфере промышленно-хозяйственной деятельности АО «Эмбамунайгаз».

Участки располагаются в пределах северной части Прикаспийской низменности. Район приурочен к поверхности ново каспийской морской террасы, представляющей собой равнину с незначительными сорными понижениями и колебаниями отметок. Растительность полупустынного типа.

Месторождение Нуржанов - находится в Жылдызском районе Атырауской области, в 170 км на юг-юго-восток от г.Атырау, и расположено на северо-восточном побережье Каспийского моря. Ближайшими населенными пунктами являются рабочие поселки нефтепромыслов Саркамыс и Каратон, расположенные соответственно в 20 и 85 км на северо-восток от месторождения.

Месторождение Западная Прорва - расположено на южной окраине Прикаспийской впадины, в 6 км на север от месторождения Актобе. Ближайшими населенными пунктами являются поселки нефтепромыслов: Сарыкамыс, Каратон, Косчагыл. Районным центром и ближайшей железнодорожной станцией является город Кульсары, находящийся в 140 км.

Месторождение Акинген —расположено в Атырауской области Казахстана, в 40 км к юго-востоку от г. Кульсары. Месторождение открыто в 1980 году. В тектоническом отношении месторождение приурочено к двукрылой солянокупольной структуре. Нефтеносность связана с отложениями мелового периода.

Месторождение Кисымбай — находится в 11 км к северо-западу от поселка Опорная и в 210 км к юго-востоку от г. Атырау. Месторождение открыто в 1978 г.

Месторождение Терен-Узек — находится в 180 км к юго-востоку от г. Атырау, сообщение с ним по асфальтированной автомобильной дороге. Месторождение открыто в 1953 году.

Месторождение Каратон— находится в 150 км к юго-востоку от города Атырау, сообщение с ним по асфальтированной автомобильной дороге. Месторождение открыто в 1934 году.

Сообщение с городом и ближайшими населенными пунктами осуществляется автомобильным транспортом и по железной дороге. Для отгрузки строительных материалов, конструкции и оборудования в черте города имеется железнодорожная станция с товарным парком.

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, вочные часы воздух остывает до -36 и ниже. Весна поздняя и кратковременная.

Преобладают пасмурные и ветряные дни.

Лето продолжительное, жаркое и засушливое. Непосредственная близость восточного побережья Каспийского моря смягчающего влияния на климат района практически не оказывает.

						Лист
				11.21		
Изм.	Кол.	Лист.	Нодок.	Подпись	Дата	110-2/06-20-2.0-ПЗ

По природным условиям территории 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 биургун и черная полынь.

Согласно ГОСТ 17.5.1.03-96 почвы относятся к категории непригодных.

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

Животный мир довольно разнообразен и представлен грызунами (сурек, 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.  
Климатический район территории для строительства – IV Г.  
Дорожно-климатическая зона – V.

Согласно НТП РК 01-01-3.1 (4.1) -2017:

Район по весу снегового покрова – I. Снеговая нагрузка - 80 кгс/м<sup>2</sup>

Район по базовой скорости ветра – V. Скоростной напор ветра - 100 кгс/м<sup>2</sup>

Основные климатические параметры, характерные для района работ, приводятся ниже, по данным согласно СП РК 2.04-01-2017.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунта

- Для суглинков и глин – 1,09м
- Для супесей и песков пылеватых – 1,33м
- Для песков гравелистых, крупных и средней крупности – 1,43м
- Для крупнообломочного грунта – 1,62м

- Нормативная глубина проникновения нулевой изотермы:

Обеспеченностью 0,90 – 100см, обеспеченностью 0,98 – 150см.

Температура наружного воздуха средняя наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 - минус 26,6°C

расчетная скорость ветра -4,6м/сек.

сейсмичность – 5 баллов по шкале MSK-64;

расчётная продолжительность отопительного периода - 177 суток.

Полевые работы выполнялись с 25 августа по 13 декабря 2019 г, геодезическими бригадами ТОО «RBM Sweco Productions», за указанное время был выполнен полный комплекс топогеодезических работ для построения плана и продольного профиля в масштабе 1:1000.

### 2.3. ГЕОМОРФОЛОГИЯ И РЕЛЬЕФ. ПРИРОДНЫЕ ЭКОСИСТЕМЫ.

В орографическом 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.

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата	Лист	9
			11.21			110-2/06-20-2.0-ПЗ	

Новоқаспийские 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.

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

### **3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ. СЕЙСМИЧНОСТЬ ТЕРРИТОРИИ**

#### **3.1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ.**

##### **М/р. С.Нуржанова**

Грунты, образовавшиеся в результате естественно-исторического процесса формирования территории, на глубину до 4,0 м., подразделяются нами на 3 стратиграфо-генетических комплекса нелитифицированных отложений голоценового (новоқаспийского) возраста морского генезиса-*mQ4nk*.

- ИГЭ-1. Супесь песчанистая. Мощность слоя от 0,5 до 2,8м
- ИГЭ-2. Песок пылеватый. Мощность слоя от 0,8 до 4,0м.
- ИГЭ-3. Суглинок легкий песчанистый. Мощность слоя от 0,8 до 3,5м

##### **М/р. Акингенъ**

Грунты, образовавшиеся в результате естественно-исторического процесса формирования территории, на глубину до 4,0 м., подразделяются нами на 1 стратиграфо-генетический комплекс нелитифицированных отложений голоценового (новоқаспийского) возраста морского генезиса-*mQ4nk*.

- ИГЭ-1. Песок средней крупности Мощность слоя 4,0м.

##### **м/р Западная Прорва**

Грунты, образовавшиеся в результате естественно-исторического процесса формирования территории, на глубину до 4,0 м., подразделяются нами на 2 стратиграфо-генетических комплекса нелитифицированных отложений голоценового (новоқаспийского) возраста морского генезиса-*mQ4nk*.

- ИГЭ-1. Песок средней крупности. Мощность слоя от 1,7 до 4,0м
- ИГЭ-2. Ил глинистый. Мощность слоя от 1,1 до 2,5м.

##### **м/р Кисымбай**

Грунты, образовавшиеся в результате естественно-исторического процесса формирования территории, на глубину до 4,0 м., подразделяются нами на 2 стратиграфо-генетических комплекса нелитифицированных отложений голоценового (новоқаспийского) возраста морского генезиса-*mQ4nk*.

- ИГЭ-1. Песок средней крупности выше УГВ. Мощность слоя от 1,5 до 4,0м
- ИГЭ-2. Песок средней крупности ниже УГВ. Мощность слоя от 1,2 до 2,5м.

##### **м/р Каратон**

Грунты, образовавшиеся в результате естественно-исторического процесса формирования территории, на глубину до 4,0 м., подразделяются нами на 2 стратиграфо-

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата	110-2/06-20-2.0-ПЗ	Лист
				11.21			10

генетических комплекса нелитифицированных отложений голоценового (новокаспийского) возраста морского генезиса-тQ4nk.

- ИГЭ-1. Песок средней крупности. Мощность слоя от 1,8 до 4,0м
- ИГЭ-2. Ил глинистый. Мощность слоя от 2,0 до 4,0м.

### м/р Терень-Узек

Грунты, образовавшиеся в результате естественно-исторического процесса формирования территории, на глубину до 4,0 м., подразделяются нами на 3 стратиграфо-генетических комплекса нелитифицированных отложений голоценового (новокаспийского) возраста морского генезиса-тQ4nk.

- ИГЭ-1. Песок пылеватый. Мощность слоя от 1,0 до 4,0м
- ИГЭ-2. Супесь песчанистая. Мощность слоя от 0,5 до 2,0м.
- ИГЭ-3. Суглинок легкий песчанистый. Мощность слоя от 0,9 до 2,4м.

## 3.2. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ.

В процессе производства инженерно-геологической разведки в пределах исследованной территории, вскрыт горизонт высокоминерализованных грунтовых вод.

В пределах изучаемой территории подземные воды приурочены к четвертичным отложениям.

## 3.3. СЕЙСМИЧНОСТЬ ТЕРРИТОРИИ

Площадь изысканий расположена в пределах Прикаспийского сейсмоопасного региона пластново-аккумулятивной равнины и соседствует с Центрально-Мангистауской сейсмогенерирующей зоной с  $M_{MAX} \leq 6,5$ , что, безусловно, накладывает свой отпечаток на общую сейсмическую обстановку в районе

Согласно общепринятым сейсмическим районированию территории Казахстана и СН Р К 2.03-30-2017 сейсмичность рассматриваемой территории составляет 5 баллов по шкале MSK-64.

## 4. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ.

Проектом предусматривается реконструкция технологических трубопроводов.

Данным проектом предусматриваются м/р. С.Нуржанова, Акинген, Западная Прорва, Кисымбай, Каратон, Терень-Узек.

- реконструкция (демонтаж) устаревших существующих стальных нагнетательных линии с наружным диаметром 114x3мм. Взамен предусматривается строительство новых нагнетательных линии внутренним диаметром 100мм из СВТ с подключением линии к существующим ВРП;

- реконструкция (демонтаж) устаревших существующих стальных выкидных линии от скважин до ГЗУ с наружным диаметром 114x3мм. Взамен предусматривается строительство новых выкидных линии внутренним диаметром 100мм из СВТ с подключением линии к существующим ГЗУ;

- реконструкция (демонтаж) устаревших существующих коллекторных линии водовода от ВРП до блока гребёнки с наружным диаметром 159x3 мм. Взамен предусматривается строительство новых коллекторных линии внутренним диаметром 150мм из СВТ с подключением линии к существующим БГ;

- реконструкция (демонтаж) устаревших существующих коллекторных линии нефтепровода с наружным диаметром 159x3мм. Взамен предусматривается строительство новых коллекторных линии нефтепровода наружным диаметром 159x7мм с подключением линии к действующим коммуникациям;

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата	Лист
				11.21		110-2/06-20-2.0-ПЗ

- реконструкция (демонтаж) устаревших существующих коллекторных линии нефтепровода с наружным диаметром 325x4мм. Взамен предусматривается строительство новых коллекторных линии нефтепровода от ГЗУ до резервных коллекторов наружным диаметром 219x8мм, 325x10мм из стальных труб с заводской усиленной изоляцией из сероводородостойкого исполнения с подключением к действующим коммуникациям согласно принципиальной технологической схеме;

- реконструкция (демонтаж) устаревших существующих внутриплощадочных сетей с наружным диаметром 159x4мм. Взамен предусматривается строительство новых внутриплощадочных линии наружным диаметром 159x7мм с подключением линии к существующим оборудованием.

Назначение объекта: Замена действующих линии из стальных труб, устаревших и подвергшиеся сильной коррозии, на новые трубы - более устойчивых к коррозии и долговечные.

Замена существующих задвижек и железобетонных колодцев, находящиеся на линии реконструируемых труб. Технологические трубопроводы, которые подлежат к замене не меняет свое место укладки и глубину заложения, кроме указанных на графической части проекта.

Материалы из Приложения №1 в настоящем проекте, является основой для демонтажных работ.

#### Трубопроволы нефти и газа

Таблица 4.1

№	Наименование	Рраб. МПа	Диам етр ,	Протяженность, м	Примечание
<b>Месторождение С.Нуржанова</b>					
1	Выкидные линии	1,6	114x6	<b>7914</b> , из них: - СВТ по СТ РК 2307-2013, Ф100, L=7705м; - ГОСТ 8732-78 в УС	Замена Ф114x3 по ГОСТ 8732-78 на СВТ Ф100 по СТ РК 2307-2013 и на Ф114x6 по ГОСТ 8732-78 в УС изоляции
2	Нефтепроводы	1,6	325x10	<b>3025</b>	Замена Ф325x4 по ГОСТ 8732-78 на Ф325x10-1-С-ТУ 14-3Р-77-2004 в УС изоляции
3	Нефтепроводы	1,6	325x10	<b>284</b>	Замена Ф325x4 по ГОСТ 8732-78 на Ф219x8-1-С-ТУ 14-3Р-77-2004 в УС изоляции
<b>Месторождение Западная Прорва</b>					
4	Выкидные линии	1,6	114x6	<b>1741</b> из них: - СВТ по СТ РК 2307-2013, Ф100, L=1707м; - ГОСТ 8732-78 в УС	Замена Ф114x3 по ГОСТ 8732-78 на СВТ Ф100 по СТ РК 2307-2013 и на Ф114x6 по ГОСТ 8732-78 в УС изоляции
<b>Месторождение Акинген</b>					
5	Выкидные линии	1,6	114x6	<b>505</b> из них: - СВТ по СТ РК 2307-2013,	Замена Ф114x3 по ГОСТ 8732-78 на СВТ Ф100 по СТ РК

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;">11.21</div> <div style="display: flex; justify-content: space-between; width: 100%;"> <div style="width: 45%;"></div> <div style="width: 45%; text-align: right;">110-2/06-20-2.0-ПЗ</div> </div>	Лист
							12

				Ф100, L=460м; - ГОСТ 8732-78 в УС изоляции, Ф114х6, L=45м	Ф114х6 по ГОСТ 8732-78 в УС изоляции
6	Нагнетательные линии	7,0	114х6	583, из них: - СВТ по СТ РК 2307-2013, Ф100, L=460м; - ГОСТ 8732-78 в УС изоляции, Ф114х6, L=45м	Замена Ф114х3 по ГОСТ 8732-78 на СВТ Ф100 по СТ РК 2307-2013 и на Ф114х6 по ГОСТ 8732-78 в УС изоляции

**Месторождение Караганда**

7	Нагнетательный водовод		Ф159 х7	347, из них: - СВТ по СТ РК 2307-2013, Ф150, L=335м; - ГОСТ 8732-78 в УС изоляции, Ф159х7, L=12м	Замена Ф159х3 по ГОСТ 8732-78 на СВТ Ф100 по СТ РК 2307-2013 и на Ф114х6 по ГОСТ 8732-78 в УС изоляции
---	------------------------	--	------------	---	---

**Месторождение Терен-Узек**

	Нагнетательные линии	7,0	114х6	904, из них: - СВТ по СТ РК 2307-2013, Ф100, L=854м; - ГОСТ 8732-78 в УС изоляции, Ф114х6, L=50м	Замена Ф114х3 по ГОСТ 8732-78 на СВТ Ф100 по СТ РК 2307-2013 и на Ф114х6 по ГОСТ 8732-78 в УС изоляции
	линии внутренней и внешней перекачки	1,6	Ф159 х7	273, Ф159х7	Замена Ф159х3 по ГОСТ 8732-78 на Ф159х7 по ГОСТ 8732-78 в УС

**Месторождение Кисымбай**

	линии внутренней перекачки	1,6	114х6	651м, Ф114х6	Замена Ф114х3 по ГОСТ 8732-78 на Ф114х6 по ГОСТ 8732-78 в УС
	Нефтепроводный коллектор	1,6	159х7	2515м, из них: - СВТ по СТ РК 2307-2013, Ф150, L=2503м; - ГОСТ 8732-78 в УС изоляции, Ф159х7, L=12м	Замена Ф114х3 по ГОСТ 8732-78 на СВТ Ф150 по СТ РК 2307-2013 и на Ф159х7 по ГОСТ 8732-78 в УС изоляции
	Нагнетательные линии	7,0	114х6	1033 из них: - СВТ по СТ РК 2307-2013, Ф100, L=1033м; - ГОСТ 8732-78 в УС изоляции, Ф114х6, L=20м	Замена Ф114х3 по ГОСТ 8732-78 на СВТ Ф100 по СТ РК 2307-2013 и на Ф114х6 по ГОСТ 8732-78 в УС изоляции

	Всего:	Лобщ.=20247м из них: СВТ,Лобщ.=15160; Стальная труба в УС изоляции, Лобщ.=1762м; ст.сероводородст. труба в УС изоляц., Лобщ.=3309м	
--	--------	---	--

На основании Приказа Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 353 «Об утверждении Правил идентификации опасных производственных объектов», Приложение 1 к Правилам идентификации опасных производственных объектов, г. 2. Опасные производственные объекты нефтяной и газовой отраслей промышленности, п.10. промысловые, межпромысловые трубопроводы - относятся к опасным производственным объектам.

Согласно требованиям «Правила определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам, утвержденная Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 165, п. 9., 1) указано, что: объекты I (повышенного) уровня ответственности: опасные производственные объекты не указанные в настоящих Правилах, обладающие признаками, установленными статьей 70 и 71 Закона Республики Казахстан "О гражданской защите", и идентифицируемые как таковые в соответствии с Приказом № 353». Учитывая вышеуказанные требования проектируемые технологические внутрипромысловые линии транспортировки жидкости относятся к объектам - I (повышенного) уровня ответственности.

#### 4.1. Категория трубопроводов.

Технологические внутрипромысловые трубопроводы настоящего проекта относятся к III категории согласно ВСН 51-3-85 таблица 1. По классификации относится к III классу, так как все трубопроводы с диаметром менее 300мм.

Участки пересечения с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации относятся ко II категории.

Способы пересечения показаны в типовых чертежах пересечений трубопровода.

Глубина заложения 0,8 м и 1,4м до верха трубы, в зависимости от района прохождения и типа грунтов.

Основная нитка нефтепровода из СВТ и стальной трубы двухслойной с заводской усиленной изоляцией. Надземная прокладка трубопроводов покрывается минераловатными матами толщ. 60мм с оберткой оцинкованным листом.

Изоляционное покрытие наружных поверхностей стальных трубопроводов по ОСТ26-07-120187: грунтовка ГФ-021 по ГОСТ 25129-82 в два слоя и эмаль ПФ 115 по ГОСТ 6465-76.

#### 4.2. Техническое обследование трубопроводов.

Оценка состояния объектов системы сбора и транспорта жидкости проводится на основании технического обследования с учетом оценки степени физического износа трубопроводов и задвижек.

Наружный осмотр (визуальный контроль):

- обнаружены места коррозионного повреждения металла до 0,6 мм на всех трубопроводах;

						110-2/06-20-2.0-ПЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		

состоянии подтвердились. Во всех трубопроводах обнаружены развитие внутренней коррозии с потерями металла от 15 до 35%.

Вывод. Учитывая результаты магнитометрического обследования, сделан вывод о том, что трубопроводы находится в неудовлетворительном состоянии, в дальнейшем требуется реконструкция.

#### **4.3. Система поддержка пластового давления (ППД).**

Система ППД представляет собой комплекс технологического оборудования необходимый для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт нефтяного месторождения с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта. Поэтому большое внимание уделяется качеству закачиваемого агента в пласт, так как следствием некачественной подготовки и закачки является загрязнение пластов и низкий коэффициент нефтеотдачи.

Требования к качеству вод для заводнения нефтяных пластов на территории Республики Казахстан, согласно СТ РК 1662-2007 предъявляются по следующим показателям: содержанию эмульгированной нефти (нефтепродуктов) и частиц твердых механических примесей, наличием сероводорода, а также микробиологической и химической совместимости ее с пластовой водой и породой коллекторов.

### **5. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ**

Стальные конструкции под опоры трубопроводов:

Стальные конструкции под опоры трубопроводов ОП1, ОП2, ОП3, ОП4 (м/р. Кисымбай), ОП2 (м/р Терен-Узек) – выполнить из металлопроката: трубы по ГОСТ 8639-82, листовой стали по ГОСТ 19904-90.

Металлические поверхности покрыть грунтовкой ГФ-021 за 1 раз и окрасить эмалью ПФ 115 за 2 раза.

Все бетонные конструкции выполнить из сульфатостойкого бетона кл. С12/15, W8, F75.

Все бетонные поверхности, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом в 4 слоя.

Сварку металлоконструкции выполнять электродами типа Э42А ГОСТ 9467-75. Типы сварных швов приняты по ГОСТ 5264-80. Толщина сварного шва 6мм. После выполнения сварочных работ сварные швы очистить от шлака и огрунтовать.

При производстве работ руководствоваться указаниями СН РК 1.03-05-2011 и СП РК 1.03-106-2012 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве», а также СТ РК EN 206-2017 «Бетон. Технические требования, показатели, производство и соответствие».

Технологическая насыпь на соровых участках

По проекту на м/р Терен-Узек нагнетательная линия от ВРП-09 до скв. №44 из СВТ Ф100мм проходит по краю дамбы находящейся на соровом участке. Поэтому в проекте предусмотрено расширение дамбы на 3,5-4м, вдоль проектируемой линии предусмотрено устройство технологической грунтовой насыпи общей протяженностью L=604,4м. Объем грунта подстилающей подушки под трубопровод – 31,6м<sup>2</sup>. Объем грунта на технологическую насыпь составляет - 5002м<sup>2</sup>. При подсчете объемов грунта необходимого для устройства грунтовой насыпи был применен коэффициент 1,2 учитывающий потерю грунта при уплотнении неустойчивых грунтов соровых участков.

Технологическая насыпь возводится из привозного грунта, транспортируемого из карьера «Кульсары». По верху ширина грунтовой насыпи составляет 4,5м, по низу основания 9,56-10,36м.

На соровых участках тип грунта –супесь.

						110-2/06-20-2.0-П3	Лист
				11.21			
Изм.	Кол.	Лист.	Нодок.	Подпись	Дата		15

## 6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ

### 6.1. Нагнетательные линии.

Нагнетательные линии предназначены для транспорта продукции от ВРП до нагнетательных скважин.

Для нагнетательных линий приняты трубы стальные бесшовные Ø114x6 ГОСТ 8732-78 с заводским - двухслойным антакоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена (УС) и СВТ диаметром 100мм по СТ РК 2307-2013. Рабочее давление нагнетательной скважины достигает до -50-70 атм.

Прокладка трубопроводов подземная, глубина заложения трубопроводов – 0,7 м до верхней образующей трубы. Разработка траншей производится механизмом, а в местах пересечений с существующими коммуникациями вручную.

Нагнетательная линия относится к высоконапорному водоводу. Высоконапорный водовод относится к III категории трубопроводов.

#### Подключение от ВРП к нагнетательным скважинам

Таблица 6.1

ВРП№	Рраб.МПа	Кол-во подключаемых скважин	№ Скв.
По месторождению Акингень			
01	6,3	1	009
По м/р Каратон №5			
1	6,3	1	Насосная
станция По м/р Терен-Узек			
11	6,3	1	450
09	6,3	1	044
По м/р Кисымбай			
02	6,3	1	024

### 6.2. Линия напорного водовода

Заводнения пластов происходит по схеме: от установки предварительного сброса воды (УПСВ) до блока гребенки (БГ). Предварительный сброс воды является промежуточной операцией в общем технологическом процессе подготовки нефти до товарных кондиций и очистки дренажных вод до норм, позволяющих осуществлять их закачку в пласт. Значения испытательного давления для высоконапорных водоводов и их категория должны приниматься 1,25 Рраб. Глубина укладки трубопроводов, транспортирующих пластовые воды, принимается в зависимости от плотности (минерализации) воды, почвенных и климатических условий принята - 0,7м.

Нагнетательный водовод на м/р. Каратон №5 Рраб-7Мпа) из стальных труб диаметром 159x7мм ГОСТ 8732-78 с заводским - двухслойным антакоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена (УС) и СВТ диаметром 150мм по СТ РК 2307-2013. Водовод от существующей насосной станции до ВРП №1

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата	11.21	110-2/06-20-2.0-ПЗ	Лист
								16

### 6.3. Выкидные линии.

Выкидная линия относится к классу IV и III категории согласно ВСН 51-3-85.

Выкидные линии от скважин предназначены для транспорта продукции скважин до групповых замерных установок (ГЗУ).

Для выкидных линий приняты трубы стальные бесшовные, диаметром 114х6мм ГОСТ 8732-78 с заводским - двухслойным антакоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена (УС) и СВТ диаметром 100мм по СТ РК 2307-2013. Прокладка трубопроводов подземная, глубина заложения трубопроводов -0,8м до верхней образующей трубы.

Согласно Правилу Безопасной эксплуатации систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа в АО «РД «КазМунайгаз», РД КМГ 17-08, раздел 9 пункт 9.10. По трассе ТНГ устанавливаются опознавательные знаки на расстоянии не менее 1 км, на углах поворота и на пересечениях с коммуникациями.

Подключение скважин к групповым замерным установкам.

Таблица 6.3

Номера групповых установок	Кол-во подключаемых скважин	Номера скважин
По месторождению С.Нуржанова		
№2	1	№6
№1	1	№315
№5А	1	№401
№1	1	№313
№5	1	№239
№2	1	№149
№2	1	№259
№2	1	№250
№1А	1	№273
№1	1	№466
По месторождению Акингенъ		
№2	1	№107
№1	1	№113
По месторождению Западная Прорва		
№3А	1	№62

### 6.4. Нагнетательные линии

Нагнетательные линии предназначены для транспорта продукции от ВРП до скважины, относятся III категории, II классу.

Для нагнетательных линий для м/р Акингенъ, Каратон №5, Терень-Узек, Кисымбай приняты трубы СВТ Ф100 по СТ РК 2307-2013 и Ф114х6 по ГОСТ 8732-78 с заводским - двухслойным антакоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена (УС). Ру=7 МПа. Подключение к действующей сети согласно принципиальной технологической схеме.

Разработка траншей производится механизмом, а в местах пересечения с существующими коммуникациями вручную.

Нагнетательная линия относится к высоконапорному водоводу. Высоконапорный водовод относится к III категорий трубопроводов (ВСН 51-3-85 табл.1). изоляцией.

Прокладка трубопроводов подземная, глубина заложения трубопроводов - 0,8 м до верхней

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата	11.21	Лист 110-2/06-20-2.0-ПЗ

образующей трубы. Для нагнетательных трубопроводов, испытательное давление должно быть не менее 1,5 Рраб.

Таблица 6.4

Номера установок	Кол-во подключаемых скважин	Номера скважин
По месторождению Акинген		
ВРП №01	1	№009
По месторождению каратон		
Насосная установка	1	ВРП №1
По месторождению Терен-Узек		
ВРП №11	1	№450
ВРП №09	1	№044
По месторождению Кисымбай		
ВРП №02	1	№024

## 6.5. Демонтаж.

Проект предусматривает демонтаж и транспортировку всех труб. Трубы прокладываются параллельно к существующему трубопроводу на расстоянии 1-6 метров, демонтаж производить после присоединения замененных участков. Демонтажные работы учтены в спецификации (согласно дефектной ведомости).

После демонтажа трубопроводы доставляются на площадку для сбора металломолома НГДУ «Жылжоймунайгаз». Расстояние от мест демонтажа до площадки металломолома согласно справке НГДУ «Жылжоймунайгаз», (БПО Прорва) составляет от:

- месторождение С.Нуржанова-10км,
- месторождение Западная Прорва -20км,
- месторождение Терен-Узек - 130 км,
- месторождение Акинген - 250км,
- месторождение Кисымбай - 115км.

### 6.5.1. Основные проектные решения

При подготовке полосы отвода под выполнение работ по демонтажу внутрипромыслового сбора жидкости (далее - Труба) необходимо выполнить следующие мероприятия:

- определение положения с указанием пикетов вешками для ориентирования машинистов строительной спецтехники;
- определение положения Труб, которое уточнение и обозначение знаками оси и фактической глубины заложения нефтепровода, мест пересечений с подземными коммуникациями, искусственными и естественными препятствиями, а также положение подземных коммуникаций, пересекающих нефтепровод.
- указать расположение коммуникаций, в охранную зону которых попадает полоса отвода,
- согласовать и получить технические условия на выполнение работ в охранных зонах коммуникаций,
- выполнить планировку полосы отвода земель. Планировка полосы отвода заключается в срезке валиков, бугров, неровностей поверхности земли.

							Лист
					11.21		110-2/06-20-2.0-ПЗ
Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		18

### 6.5.2. Демонтаж внутрипромыслового сбора жидкости.

Технологические операции подрядной организацией при демонтаже Труб с разработкой траншеи выполняются в следующей последовательности:

- совместно с представителями НГДУ уточнение положения внутрипромыслового сбора жидкости (далее - трубы), а также подземных, пересекающих коммуникаций;
- силами НГДУ заполнение нефтепроводов технической водой;
- для исключения порчи земли необходимо в предварительно вырытую траншею установить емкость для сбора жидкости;
- подъем нефтепровода от начала трубы;
- слив жидкости в емкость для сбора;
- откачка жидкости специальной техникой с последующим вывозом в дренажные емкости расположенных на территории месторождений НГДУ;
- очистка наружной поверхности труб;
- укладка демонтированных труб на бровку траншеи;
- после резки труб на части, уложить штабелем шириной 2,0-3,0м и высотой не более 0,5м, для проведения радиационного замера;
- перед погрузкой и транспортировкой, согласно «Инструкции по проведению радиационного контроля металлолома (отходов черных и цветных металлолома)» в АО «Эмбамунайгаз», провести дозиметристом НГДУ радиационный замер демонтированных Труб. Площадка должна иметь естественный радиационный фон не более 0,2 мкЗ в/ч.
- после проведения радиационного контроля, произвести погрузку и транспортировку труб в указанное представителем НГДУ место складирования;
- проведение технической рекультиваций участка.

Прежде чем выполнить демонтаж, необходимо исключить возможные образования трещин, провалов, затоплений и других отрицательных явлений, которые могут возникнуть после того, как работы будут выполнены.

Демонтаж трубопроводов, состоящих из стальных труб, подвергшихся сильной коррозии и не подлежащих дальнейшей эксплуатации, производят укрупненными звеньями, выполняя резку труб на части, удобные для дальнейшего удаления, затем производят снятие креплений и непосредственно сам демонтаж, со снятием труб и с удалением их из мест прохода сквозь стены, перегородки и перекрытия. Если же в дальнейшем планируется частичное использование демонтированных труб и арматуры, то целесообразно начинать работу с разборки разъемных соединений или резки их автогенным аппаратом, затем произвести снятие креплений с труб, после чего непосредственно выполнить демонтаж со снятием определенных участков труб. В дальнейшем производится отсоединение арматуры, правка труб и фасонных частей и очистка их от грязи и накипи.

Если планируется вторичное использование, все демонтированные элементы сортируют и отправляют на проверку, восстановление и доукомплектование. Выполняя демонтаж трубопроводов из чугунных труб, непригодные к повторному использованию трубы разбирают, не прибегая к расчеканке раструбов, места соединения разбиваются. Если же планируется вторичное использование, то работы производят в следующей последовательности: вырубка цемента, серы или свинца из раструба, снятие креплений, удаление расчеканенных труб, сортировка по степени износа, складирование по размеру диаметра.

После того, как демонтаж трубопроводов осуществлен, допустимо использовать бывшие в употреблении трубы в том случае, если исходная толщина стенок сохранилась не менее чем на 45%. Для труб с первоначальной толщиной стенки до 3,5 мм остаточная толщина должна составлять не менее 1,6 мм, до 5 мм – 2,3 мм, до 5,5 мм – не менее 2,6 мм. Арматура и

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата	Лист	19
				11.21		110-2/06-20-2.0-ПЗ	

соединительные фасонные части, снятые при демонтаже, могут быть повторно использованы, в случае если они исправны, число сорванных и сработанных витков резьбы не превышает 10%, а корпуса самих деталей не имеют трещин и раковин.

## 7. ТРУБОПРОВОДЫ

### 7.1. Нагнетательные линии.

Нагнетательные линии предназначены для транспорта продукции от ВРП до скважины, относятся III категории, II классу.

Для нагнетательных линий для м/р Акинген, Терень-Узек, Кисымбай принятые трубы СВТ Ф100 по СТ РК 2307-2013 и Ф114х6 по ГОСТ 8732-78 с заводским - двухслойным антакоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена (УС). Ру=7 МПа. Подключение к действующей сети согласно принципиальной технологической схеме.

Разработка траншей производится механизмом, а в местах пересечения с существующими коммуникациями вручную.

Нагнетательная линия относится к высоконапорному водоводу. Высоконапорный водовод относится к III категорий трубопроводов (ВСН 51-3-85 табл.1). изоляцией.

Прокладка трубопроводов подземная, глубина заложения трубопроводов - 0,8 м до верхней образующей трубы. Для нагнетательных трубопроводов, испытательное давление должно быть не менее 1,5 Рраб.

### 7.2. Линия напорного водовода

Заводнения пластов происходит по схеме: от установки предварительного сброса воды (УПСВ) до блока гребенки (БГ). Предварительный сброс воды является промежуточной операцией в общем технологическом процессе подготовки нефти до товарных кондиций и очистки дренажных вод до норм, позволяющих осуществлять их закачку в пласт. Значения испытательного давления для высоконапорных водоводов и их категория должны приниматься 1,25 Рраб. Глубина укладки трубопроводов, транспортирующих пластовые воды, принимается в зависимости от плотности (минерализации) воды, почвенных и климатических условий принята - 0,7м.

Нагнетательный водовод на м/р. Каратон №5 Рраб-7Мпа) из стальных труб диаметром 159х7мм ГОСТ 8732-78 с заводским - двухслойным антакоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена (УС) и СВТ диаметром 150мм по СТ РК 2307-2013. Водовод от существующей насосной станции до ВРП №1№

### 7.3. Выкидные линии.

Выкидная линия относится к классу IV и III категории согласно ВСН 51-3-85.

Выкидные линии от скважин предназначены для транспорта продукции скважин до групповых замерных установок (ГЗУ).

Для выкидных линий принятые трубы стальные бесшовные, диаметром 114х6мм ГОСТ 8732-78 с заводским - двухслойным антакоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена (УС) и СВТ диаметром 100мм по СТ РК 2307-2013. Прокладка трубопроводов подземная, глубина заложения трубопроводов -0,8м до верхней образующей трубы.

Согласно Правилу Безопасной эксплуатации систем сбора и внутримыслового транспорта нефти и газа в АО «РД «КазМунайгаз», РД КМГ 17-08, раздел 9 пункт 9.10. По трассе ТНГ устанавливаются опознавательные знаки на расстоянии не менее 1 км, на углах поворота и на пересечениях с коммуникациями.

Подключение скважин к групповым замерным установкам.

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата	110-2/06-20-2.0-ПЗ	Лист
				11.21			20

## 7.4. Межпромысловой трубопровод

Нефтепроводы относятся к классу - III, категория- III.

- 1) от нефтепровода Западная Прорва до коллектора АГЗУ №6 (Задвижка-29);
- 2) от ГЗУ №2,2А до до резервного коллектора.

Реконструкция нефтепроводов выполнена из стальных труб диаметром ф325х10мм, 219х8мм из стали марки 12ГФ, II категории прочности сероводородостойкого исполнения (С) по ТУ 14-3Р-77-2004 с заводской усиленной двухслойной изоляцией, Рраб 1,6.

Прокладка трубопроводов подземная, глубина заложения трубопроводов-0,8м до верхней образующей трубы. Реконструируемом нефтепроводе от нефтепровода Западная Прорва до коллектора АГЗУ №6 (Задвижка-29) предусмотрена установка ж/б колодца ГОСТ 8020-90 диаметром D-2,0м.

Верх колодца должен возвышаться не менее чем на 0,2 м над поверхностью земли; вокруг колодца укладывается бетонная водонепроницаемая отмостка шириной 100см. Для спуска в колодец на горловине и стенках колодца предусмотрена установка стальных скоб. У мест расположения колодца должна предусматриваться, обеспечивающие их обнаружение, указатели.

## 7.5. Трубопроводные линии внутренней и внешней перекачки

Нефтепроводы относятся к классу - III, категория- III.

- 1) от насосной до РВС №3 на м/р Терен-Узек;
- 2) от РВС №3 до запорной арматуры №58,59 на м/р Терен-Узек;
- 3) от ОГ-200 до БЕ-100 на м/р Кисымбай;
- 4) от ОПФ-3000 до ОГ-200/БЕ-100 на м/р Кисымбай;
- 5) от Насосной станции (НБ-50) до ПТ16/150М на м/р Кисымбай;
- 6) от РВС-700№5 до БЕ-100 на м/р Кисымбай.

Реконструкция нефтепроводов выполнена из стальных труб диаметром ф159х7мм, 114х6мм ГОСТ 8732-78 с заводским - двухслойным антакоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена (УС), Рраб 1,6.

## 8. ПЕРЕСЕЧЕНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИНЖЕНЕРНЫХ КОММУНИКАЦИЙ.

### 8.1. Подземные переходы через инженерные коммуникации

Проектируемые технологические трубопроводы пересекает существующие надземные и подземные коммуникации. Относятся к II категории.

При взаимном пересечении по вертикали трубопроводов расстояние между ними в свету должно приниматься не менее 350 мм.

Пересечение нефтепровода с подземными коммуникациями выполняется в соответствии с техническими условиями, представляемыми заинтересованными организациями-владельцами коммуникации. Все земляные работы вблизи коммуникации выполнять при наличии оформленных нарядов допусков и в присутствии представителей, заинтересованных организаций. Во избежание повреждений перед началом земляных работ все существующие трубопроводы, пересекающие зону должны быть точно указаны подрядчиком на месте.

Разработку и засыпку траншеи в местах пересечения с подземными коммуникациями выполнить вручную по 2 м в обе стороны в соответствии со СН РК 3.05-01-2013 и СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы» и в присутствии владельца трубопровода.

Владелец существующего трубопровода должен быть извещен заблаговременно для наблюдения за земляными работами и укладкой новой трубы, разрешение для проведения работ должно быть получено владельца трубопровода до начала работ.

Подрядчик должен закрепить открытый кабель во время строительства.

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата	Лист	21
				11.21		110-2/06-20-2.0-ПЗ	

## 8.2. Опознавательные знаки

В местах пересечения (в начале и в конце) предусмотрены информационно-предупредительные знаки.

На территории охранной зоны объекта, где возможно воздействие опасных и вредных производственных факторов, устанавливаются предупредительные знаки. Знаки безопасности должны быть расположены с таким расчетом, чтобы они были хорошо видны. На трассе трубопровода высота опознавательных знаков (со щитами-указателями) должны быть высотой 1-2 м от поверхности земли.

По трассе трубопроводов следует предусматривать установку опознавательных знаков на расстоянии не более 1 км друг от друга. Помимо этого, знаки устанавливаются на углах поворота в горизонтальной плоскости, на переходах трубопроводов через препятствия.

## 9. ТРУБЫ

Для трубопроводов должны применяться трубы из СВТ по СТ РК 2307-2013 и стальные бесшовные, электросварные прямозовные, изготовленные из спокойных и полуспокойных углеродистых и низколегированных сталей диаметром до 500 мм. Для систем заводнения и захоронения пластовых и сточных вод следует применять: при давлении Рисп. до 20 МПа - трубы по ГОСТ 8732-78; при давлении Рисп. 20 МПа и более - трубы по ГОСТ 550-75.

### 9.1. Запорная арматура

В качестве запорной арматуры применены фланцевые стальные задвижки типа ЗКЛ2 (30с41нж), с выдвижным шпинделем на условные давления:

- на выкидные линии-1,6 МПа;
- на межпромысловых трубопроводах -25МПа;
- на нагнетательных и на напорных водоводах -64Мпа-25МПа, предохранительной и регулирующей арматуры.

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/м<sup>2</sup> (2 кгс м/см<sup>2</sup>).

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

## 10. ЗЕМЛЯНЫЕ РАБОТЫ

### 10.1. Земляные работы по стальному трубопроводу.

Ширина траншей в данном проекте от 500 и до 550мм. В соровых участках, а именно в м/р Терен-Узек предусмотрена технологическая насыпь.

После подготовки дна траншей, изолированный трубопровод в заводских условиях опускается кранами - трубоукладчиками, оснащенными мягкими полотенцами. Затем обеспечивается полное прилегание трубопровода ко дну траншей, по всей его длине. Балластировка и крепление трубопроводов по всей длине трубопроводов не требуется, так как уровень грунтовых вод ниже отметки глубины заложения трубопроводов.

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата	11.21	110-2/06-20-2.0-ПЗ	Лист	22

## 10.2. Земляные работы по СВТ.

Способы производства земляных работ при строительстве трубопроводов должны определяться проектом и выполняться в соответствии с требованиями СН ПК 5.01-01-2013 и СП РК 5.01-101-2013 «Земляные сооружения, основания и фундаменты».

Укладку труб в землю следует производить с помощью автокранов или трубоукладчиками:

Трубы необходимо опускать в землю плавно, без рывков. Сбрасывать трубы в землю запрещается.

Основание до прокладки стекловолоконного трубопровода должно быть тщательно выровнено и спланировано в соответствии с проектными отметками.

В условиях нестабильного грунта основание должно быть стабилизировано тремя следующими способами:

- устойчивым гравием или песком высотой не менее 200 мм;
- бетонным фундаментом с толщиной минимум 150 мм;
- бетонными опорами.

Предусмотрено устройство насыпи на соровых участках. По проекту на м/р Терень-Узек нагнетательная линия от ВРП-09 до скв. №44 из СВТ Ф100мм проходит по краю дамбы находящейся на соровом участке. Поэтому в проекте предусмотрена расширение дамбы на 3,5-4м, вдоль проектируемой линии предусмотрено устройство технологической грунтовой насыпи общей протяженностью L=604,4м. Грунт планировки территории - 5002м3. Объем грунта составляет-5305м3.

Перед испытанием уложенного трубопровода производится его подсыпка на 0,3 м, при этом узлы соединений и фитинги оставляются открытыми. Засыпка уложенного трубопровода производится после его испытания на прочность и плотность. Для предохранения трубопровода от повреждения при засыпке его слежавшимся грунтом или грунтом с включением камней следует производить предварительную засыпку.

Грунт, предназначенный для предварительной засыпки, не должен содержать частицы размером более 18 мм в поперечнике. В случае, если грунт из отвала не удовлетворяет этому требованию, его необходимо просеять или использовать привозной грунт.

Соединение в траншее: требуется особое внимание при вращении ключом. Ширина траншей 0,600м траншея должна быть расширена в местах соединений (углубление в траншее трубопровода).

Засыпка должна осуществляться слоями в два этапа: 1 – на высоту 70 % диаметра трубы, 2 – на высоту 300 мм над верхом трубы. Каждый слой уплотняется отдельно. Уплотнение может производиться импульсным уплотнителем диаметром 100 мм или другим удобным инструментом. Засыпка первой половины области трубы на расстоянии половины диаметра должна быть произведена вручную для хорошего уплотнения и избежание повреждения трубы.

Трамбовать грунт непосредственно над трубопроводом запрещается.

Вслед за присыпкой осуществляют окончательную засыпку трубопровода изъятым грунтом, которая производится бульдозерами.

Перед засыпкой трубопровода по его верхней образующей укладывают сигнальную ленту вдоль присыпанного нефтепровода на расстоянии 0,2 м с выходом концов его на поверхность под футляр вблизи от опознавательного знака для облегчения последующего определения точного местоположения трубопровода.

## 11. ОЧИСТКА ПОЛОСТИ И ИСПЫТАНИЕ.

**Очистка.** До ввода в эксплуатацию полость трубопровода должна быть очищена. Очистка полости подземных трубопроводов должна производиться после укладки и засыпки. При очистке

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата	11.21	Лист	23
							110-2/06-20-2.0-ПЗ	

полости каждого трубопровода или его участка необходимо, удалить случайно попавшие при строительстве внутрь трубопровода грунт, воду и различные предметы, а также поверхностный рыхлый слой ржавчины и окалины. Очистка полости трубопроводов выполняется способом-продувкой без пропуска очистных поршней. Продувка с пропуском очистных поршней подвергается трубопроводы номинальным диаметром  $D_у200$  и более. В настоящем проекте диаметр выкидных линии  $114 \times 6$ . Очистка полости трубопровода достигается скоростным потоком воздуха, подаваемые из ресивера, созданного на прилегающем участке, или непосредственно компрессорной установки.

При продувке закачивают воздух по трубопроводу, при этом должны быть закрыты краны на патрубках. Протяженность участка трубопровода, продуваемого без пропуска поршней, не должна превышать 5 км. Продувка без пропуска очистного устройства считается законченной, когда из продувочного патрубка выходит струя незагрязненного воздуха или газа.

**Испытание.** Трубопровод испытывается в соответствии с рабочим проектом гидравлическим способом.

Испытание трубопровода на прочность и проверку на герметичность следует производить после полной готовности участка или всего трубопровода:

- полной засыпки, обвалования или крепления на опорах;
- установки арматуры и приборов;
- удаления персонала и вывозки техники из опасной зоны;
- обеспечения постоянной или временной связи.

До выполнения указанных работ в комиссию по испытанию трубопровода должна быть представлена исполнительная документация на испытываемый объект.

Способы, параметры и схемы проведения испытания, в которых указаны места забора и слива воды, устанавливаются рабочим проектом.

Протяженность испытываемых участков не ограничивается, за исключением случаев гидравлического и комбинированного испытания, когда протяженность участков назначается с учетом гидростатического давления. Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность трубы не разрушилась, а при проверке на герметичность давление остается неизменным и не будут обнаружены утечки. Технологические трубопроводы испытывается под давлением Рисп-1,25Рраб. И при выдержке 24ч. Объем воды в источниках должен быть достаточным для проведения испытания, а уровень (несмотря на наличие фильтра) - обеспечивать подачу ее в трубопровод чистой (без механических примесей). В состав основных работ по гидравлическому испытанию трубопровода входят:

## Подготовка к испытанию:

наполнение трубопровода водой;

## ПОДЪЕМ ДАВЛЕНИЯ ДО ИСПЫТАТЕЛЬНОГО:

### Испытание на прочность:

сброс давления до проектного рабочего:

### Проверка на герметичность:

сброс давления до 0,1-0,2 МПа (1-2 кгс/см<sup>2</sup>).

При необходимости выполняются работы, связанные с выявлением и ликвидацией дефектов.

## 11.1. Процесс водопотребления и водоотведения при гидроиспытании трубопроводов.

В настоящем проекте трубопроводы - технологические, которые транспортируют нефтяные эмульсии. В месторождениях НГЛУ «Жылъоймунайгаз» вода привозная. Поэтому, в

Эмульсий. В мссторождениях гп дз «Жылдызимунайгаз» вода привозная. Поэтому, в						Лист
					11.21	
Изм.	Кол.	Лист.	Нодок.	Подпись	Дата	

месторождениях для гидравлического испытания используют пластовые воды, которые хранятся в водяных резервуарах для закачки в пласт на нагнетательные скважины.

Испытываемый трубопровод наполняется из резервуара пластовой воды и далее отводится обратно.

Испытываемый трубопровод с обеих сторон подготавливается временными обвязками: устанавливаются задвижки и угольники для соединения с БСГ-быстроъемная гайка. Далее, наполняется пластовой водой и испытывается с помощью цементировочного агрегата АЦН.

По м/р Караган, терень-Узек после завершения испытания, попутно-пластовая вода откачивается через специальный стояк по отпуску воды на Автоцистерны АЦН. Испытуемый трубопровод с обеих сторон временно обвязывается: устанавливаются задвижки и угольники для соединения с БСГ-быстроъемная гайка. Затем трубопровод наполняется пластовой водой и испытывается при помощи цементировочного агрегата АЦН. После завершения испытания, отработанная вода выкачивается цементировочным агрегатом АЦН, с последующим вывозом и сливом в дренажную емкость V-15м3, находящуюся на СП месторождения терень-Узек, далее вола поступает обратно в резервуар РГС №2 V-100м3. После испытания производится обратная засыпка трубопроводов.

Пластовая вода хранится в водяных резервуарах РГС №2 V-100м3 с целью дальнейшего использования при закачке в пласт через нагнетательные скважины.

По м/р Западная Прорва, Нуржанова после завершения испытания, отработанная вода выкачивается цементировочным агрегатом АЦН, с последующим вывозом и сливом в дренажную емкость ЕП №1, V-40 м3, находящуюся на ЦППН Прорва, далее вода утилизируется на УППВ Нуржанова.

По м/р Акинген, Кисымбай после завершения испытания, отработанная вода выкачивается цементировочным агрегатом АЦН, с последующим вывозом и сливом в дренажную емкость ЕП №1, V-25 м3, находящуюся на УСН месторождения Акинген, далее вода откачивается на ППН Кисымбай в резервуар №1 ППД V-700 м3.

Общий объем воды для гидроиспытаний трубопровода составляет 391,23м3.

Общая протяженность трубопровода - 19795,0 м.

$$S = \pi r^2$$

$$V = S \cdot L$$

$$\text{Двн 0,102: } S = \pi r^2 = 3.14 \cdot 0.0026 = 0.0082$$

$$\text{Двн 0,203: } S = \pi r^2 = 3.14 \cdot 0.0103 = 0.0323$$

$$\text{Двн 0,305: } S = \pi r^2 = 3.14 \cdot 0.0232 = 0.0730$$

$$\text{Двн 0,145: } S = \pi r^2 = 3.14 \cdot 0.0052 = 0.0165$$

По месторождениям:

	Внутренний диаметр, м	Протяжённость, м	Внутренний объем 1 метра	Объем жидкости в трубопроводе, м3	Общий объем воды, для испытания, м3
--	-----------------------	------------------	--------------------------	-----------------------------------	-------------------------------------

#### По месторождению С.Нуржанова

	Ø 0,102	7914	0,0082	64,89	294,89 м3
	Ø 0,203	284	0.0165	9,17	
	Ø 0,305	3025	0.0730	220,83	

#### По месторождению Западная Прорва

	Ø 0,102	1741	0,0082	14,28	14,28 м3
--	---------	------	--------	-------	----------

#### По месторождению Акинген

				Лист
--	--	--	--	------

Ø 0,102	505+583	0,0082	8,92	8,92
<b>По месторождению Караганда</b>				
Ø 0,145	347	0,0165	5,73	5,73
<b>По месторождению Теренъ Узек</b>				
Ø 0,102	904	0,0082	7,41	11,91
Ø 0,145	273	0,0165	4,50	
<b>По месторождению Кисымбай</b>				
Ø 0,102	651+1053	0,0082	14	55,5
Ø 0,145	2515	0,0165	41,5	
Общая потребность воды				391,23м3

## КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА СВАРКИ

Сварку стыков проводить непосредственно у места укладки. Кольцевые сварные соединения должны выполняться электродуговыми способами сварки. Перед сборкой и сваркой трубопровода необходимо провести визуальный осмотр поверхности труб. Запрещается выполнение сварочных работ на открытом воздухе без укрытия при выпадении атмосферных осадков или при скорости ветра 10 м/с при ручной дуговой сварке; 15 м/с при механизированной сварке садозащитными порошковыми проволоками.

12. Контроль качества соединений стальных трубопроводов производить в соответствии с ВСН 005-88 "Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация" п.5.12 таблица 1. Контроль сварных соединений промысловых трубопроводов класса III Категория участков III, IV количество сварных соединений, подлежащих контролю физическими методами составляет всего 5%, из них 2% радиографический, 3% магнитографический. Сварные соединения участков трубопроводов на переходах через железные и автомобильные дороги I, II и III категорий должны быть проконтролированы в объеме 100% радиографическим методом.

13. Перед сборкой и сваркой труб необходимо:

- произвести визуальный осмотр поверхности труб и соединительных деталей трубопровода на отсутствие повреждений, регламентированных техническими условиями на поставку труб и соединительных деталей;
- очистить внутреннюю полость труб от попавшего внутрь грунта, грязи, снега;
- выпрямить или обрезать деформированные концы и повреждения поверхности труб;
- очистить до чистого металла кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб, на ширину не менее 15 мм.

Замыкающий шов должен выполняться при температуре окружающего воздуха +18. °C до +22°C после тщательного осмотра и удаления из коллектора посторонних тел и шлаков. Монтажные сварные стыки трубопроводов, выполненной дуговой сваркой, подвергаются 100%-ному радиографическому контролю.

14. Контроль качества соединений СВТ трубопроводов производить в соответствии с РД 4.01-16-2004 ТОО «АЗСТ» п.7.10.

## 14. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Обслуживание трубопроводов должны производиться в соответствии с настоящими правилами.

При периодическом контроле проверяется:

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата	11.21	Лист
110-2/06-20-2.0-ПЗ							

- 1) техническое состояние трубопроводов наружным осмотром и неразрушающими методами контроля в местах повышенного коррозионного и эрозионного износа, нагруженных участков;
- 2) устранение замечаний по предыдущему обследованию и выполнение мер по безопасной эксплуатации трубопроводов;
- 3) полноту и порядок ведения технической документации по обслуживанию, эксплуатации и ремонту трубопроводов.

#### **14.1. Ревизия трубопроводов**

Основным методом контроля за надежной и безопасной работой выкидных линий скважин, нефтесборных коллекторов, технологических трубопроводов, трубопроводов подготовленной нефти, водоводов низкого и высокого давления, газопроводов являются периодические ревизии, при которых проверяется состояние трубопроводов, их элементов и деталей.

Ревизии проводят служба технического контроля совместно со специалистами. Результаты ревизии служат основанием для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации.

Результаты ревизии должны заноситься в паспорт трубопровода по форме согласно приложению 13 к Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности и сопоставляться с первоначальными данными (приемки после монтажа или результатами предыдущей ревизии), после чего составляют акт ревизии трубопровода по форме согласно приложению 14 вышеназванной Правиле.

Работы, указанные в акте ревизии, подлежат выполнению в заданные сроки. Если при ревизии трубопровода будет обнаружено, что первоначальная толщина стенки трубы, или другой детали под воздействием коррозии или эрозии уменьшилась, возможность дальнейшей работы трубопровода проверяется расчетом. Все участки трубопроводов, подвергавшиеся разборке, резке и сварке, после сборки подвергаются испытаниям на прочность и плотность.

### **15. КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ ТРУБПРОВОДОВ.**

Согласно Кодексу Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 08 января 2022 года.

Настоящие Правила разработаны в соответствии с Законом Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года №125-VI ЗРК "О недрах и недропользовании" и определяют порядок ликвидации и консервации объектов недропользования, на которых проводятся или проводились работы, относящиеся к государственному геологическому изучению недр, разведке и добыче, в том числе разведке и добыче подземных вод, твердых полезных ископаемых, углеводородного сырья, общераспространенных полезных ископаемых, лечебных грязей, разведке недр для сброса сточных вод, а также строительству и (или) эксплуатации подземных сооружений, не связанные с разведкой и (или) добычей, за исключением технологических единиц объекта недропользования (нефтяные и газовые скважины различного назначения) ликвидируемые в соответствии с согласованными и утвержденными планами развития горных, работ.

2. В Правилах используются следующие понятия:

- 1) ликвидация последствий недропользования - комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды в порядке, предусмотренном законодательством Республики Казахстан;
- 2) консервация участка недр - комплекс мероприятий, проводимых при временном прекращении операций по недропользованию на участке недр, на котором проводились работы по добыче урана, при проведении разведки и (или) добычи углеводородов, включая технологические комплексы (блоки) и единиц объектов недропользования (нефтяные и газовые скважины

							Лист
				11.21			
Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		110-2/06-20-2.0-ПЗ
							27

различного назначения, резервуары, трубопроводы, емкости, сепараторы и другие), а также вспомогательные сооружения (нефтяные амбары, шламонакопители и другие), с целью приведения участка недр в состояние, пригодное для его эксплуатации в будущем при возобновлении операций по недропользованию, а также сокращения вредного воздействия опасных производственных факторов и предупреждения чрезвычайных ситуаций.

## **16. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ОБЪЕКТА НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ.**

6. Для ликвидации и консервации объекта недропользования или его части недропользователь направляет письменное уведомление о необходимости намечаемой ликвидации или консервации с указанием предполагаемых сроков начала и окончания работ по ликвидации или консервации объектов недропользования в компетентный орган и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды.

К уведомлению прилагаются:

- 1) технико-экономическое обоснование и экономический расчет, обосновывающий необходимость ликвидации или консервации объектов недропользования;
- 2) сведения об оставшихся неотработанных запасах полезных ископаемых, в том числе в предохранительных и других целях, о наличии попутно добытых, временно не используемых полезных ископаемых, а также отходов производства (в хвостохранилищах, отвалах), содержащих и не содержащих полезные компоненты, вредные и ядовитые вещества;
- 3) согласованный и утвержденный в установленном порядке проект ликвидации или консервации объекта недропользования.

Указанная документация должна полностью отражать информацию о фактическом состоянии запасов полезных ископаемых, состоянии объекта недропользования, земной поверхности, ограниченной земельным отводом.

7. Объекты недропользования ликвидируются или консервируются в соответствии с проектом ликвидации или консервации, разработанным проектной организацией, имеющей соответствующую лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды.

8. Проект ликвидации и консервации разрабатывается на основании задания на разработку и в его составе будут приведены мероприятия по приведению земельных участков, занятых под объекты недропользования в состояние, пригодное для дальнейшего использования в целях вовлечения их в хозяйственный оборот в зависимости от направления особенностей и режима использования данных земельных участков и местных условий.

Сроки консервации объектов недропользования в каждом конкретном случае устанавливаются недропользователем по согласованию с компетентным органом, которые предусматриваются в проекте ликвидации или консервации. По объектам, находящимся на консервации, меры по недопущению хозяйственной деятельности, определяются проектом ликвидации и консервации. Объект, находящийся на консервации, ограждается и на ограждении устанавливаются таблички с указанием названия консервируемого объекта и даты консервации объекта.

9. Проект ликвидации или консервации согласовывается с уполномоченными органами в области охраны окружающей среды, по изучению и использованию недр, в области промышленной безопасности, обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения, по земельным отношениям и утверждается недропользователем, финансирующим проведение работ по проектированию и реализации проекта.

10. Финансирование работ, связанных с ликвидацией или консервацией объекта, осуществляется за счет средств ликвидационного фонда.

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата	11.21	110-2/06-20-2.0-ПЗ	Лист	28

11. При прекращении операций по недропользованию недропользователь приступает к выполнению работ по ликвидации или консервации объекта недропользования. В случае необходимости принятия экстренного решения о прекращении добычи, недропользователь проводит комплекс мероприятий, обеспечивающих сохранение производственных объектов до начала их ликвидации или консервации.

12. Проведение работ по ликвидации или консервации объектов недропользования должно осуществляться в полном соответствии с утвержденным проектом.

13. Приемка работ по ликвидации или консервации объекта недропользования (или его части) по их завершении осуществляется комиссией, создаваемой компетентным органом из представителей уполномоченных органов в области охраны окружающей среды, изучения и использования недр, промышленной безопасности, обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения, по земельным отношениям и местных исполнительных органов области, городов республиканского значения и столицы.

14. Комиссия на основании непосредственного осмотра и оценки полноты и качества выполненных работ, предусмотренных проектом ликвидации или консервации, составляет акт приемки работ по ликвидации или консервации объекта недропользования (далее - акт приемки), согласно приложению 1 к настоящим Правилам.

К акту приемки должны быть приложены:

- 1) планы размещения ликвидированных или законсервированных объектов недропользования и других производственных объектов;
- 2) перечень и объем фактически выполненных работ, предусмотренных проектом ликвидации или консервации;
- 3) справка о фактически произведенных затратах на ликвидацию или консервацию объекта недропользования или его части.

После получения акта приемки, утвержденного уполномоченным органом в области охраны окружающей среды, геологическая и маркшейдерская и иная документация пополняется на момент завершения работ и сдается в установленном порядке на хранение в уполномоченный орган по изучению и использованию недр.

Указанная документация полностью отражает остаточное состояние запасов и степень использованности месторождения полезных ископаемых, состояние производственных объектов, рельефа на участке данной земной поверхности.

15. Перечень ликвидированных и находящихся на консервации объектов недропользования ведется уполномоченным органом в области изучения и использования недр, согласно приложениям 2, 3 к настоящим Правилам.

Согласно Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, утвержденный 30 декабря 2014г. приказом №355 и «Правила безопасности при проведении нефтяных операций в АО «РД «КазМунайГаз»» РД КМГ 02 - 07 глава 9 пункт 9.4, 9.6, 9.7.

Проектная документация по консервации и ликвидации разрабатывается по решению руководителя организации. Работы по консервации и ликвидации объектов производятся в соответствии с действующими нормативными документами с соблюдением требованием безопасности, охраны труда и окружающей среды, при наличии лицензионно-разрешительных документов уполномоченного органа в области изучения и использования недр в соответствии с Законом.

Объекты консервации и ликвидации защищаются от внешнего воздействия и опасности разрушения, находятся под охраной и наблюдением в соответствии с планом организации работ и технологическим регламентом.

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата	110-2/06-20-2.0-ПЗ	Лист	29
				11.21				

При несоответствии безопасного условия, консервации объекта принимаются дополнительные мероприятия безопасности по согласованию с соответствующим уполномоченным органом.

Продление сроков консервации производится в установленном порядке при соблюдении требований безопасности опасного объекта. Учет объектов консервации и ликвидации, а также ответственность за их состояние возлагается на организацию, производящую их эксплуатацию.

Сведения об объектах консервации и ликвидации представляются в уполномоченные органы в области изучения и использования недр и охраны окружающей среды в установленном порядке.

## **17. ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТА**

### **17.1. Основные технологические решения**

Раздел в проекте «Реконструкция системы сбора и транспорта жидкости м/р. НГДУ «Жылъоймунайгаз» электрохимическая защита для выкидных, нагнетательных и напорного водовода от почвенной коррозии не разработан, так как в основном подземная часть трубопроводов принято из СВТ труб. Собственными силами НГДУ «Жылъоймунайгаз», после гидроиспытаний проектируемых стальных труб, внутрипромысловые трубы будут подключены к действующим сетям системы электрохимзащиты.

## **17. СПЕЦИАЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ**

### **17.1. Защита от коррозии.**

В связи с наличием засоленных грунтов предусмотреть защиту всех оснований конструкций, соприкасающихся с грунтом.

Под фундаменты выполнить сложную гидроизоляцию из щебневой подготовки.

Боковые поверхности конструкций покрываются битумно-латекснокулерсольной мастикой.

Технологический процесс не связан с применением или выделением агрессивных по отношению к строительным конструкциям продуктов, что не требует специальных мероприятий.

## **18. БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА**

### **18.1. Система контроля за безопасностью на промышленном объекте НГДУ «Жылъоймунайгаз»**

АО «Эмбамунайгаз» является один из крупнейших нефтегазодобывающих компаний на казахстанском рынке добывающая нефть. Деятельность компании связана с потенциальной возможностью негативного воздействия на здоровье персонала и местного населения от своей производственной деятельности, в связи с этим проводятся работы по модернизации и обновляются нефтепромысловое оборудование по недопущению вредных выбросов в окружающую среду.

Деятельность АО «Эмбамунайгаз» в области безопасности и охраны труда целенаправленно ведется в строгом и постоянном соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан и нормативных документов, регламентирующих требования и инструкции по безопасности и охране труда.

В АО «Эмбамунайгаз» для улучшения качества безопасности внедрена Интегрированная система менеджмента качества, экологии, здоровья и безопасности в соответствии с международными стандартами ИСО 9001:2008, ИСО 14001:2004, ИСО 50001:2011, OHSAS 18001:2007.

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата	Лист
				11.21		30

Постоянно проводятся мероприятия по снижению рисков для окружающей среды, персонала, подрядчиков и населения. Ежегодно во всех структурных подразделениях Общества проводится актуализация и оценка рисков в области здоровья и безопасности, по результатам которой составлен перечень рисков высокой значимости. Разработан и утверждён перечень мероприятий, направленный на снижение рисков высокой значимости.

В АО «Эмбамунайгаз» постоянно проводится обучение персонала по усовершенствованию профессиональных знаний и навыков, по повышению культуры труда и об ответственности за безопасность и охрану труда на рабочем месте.

Для обеспечения безопасности труда работников, все объекты АО «Эмбамунайгаз» обеспечиваются необходимыми санитарно-бытовыми помещениями, работники своевременно получают средства индивидуальной и коллективной защиты и специальную одежду, реализуются мероприятия, направленные на снижение негативного воздействия опасных производственных факторов. Работники, занятые на работах, связанных с повышенной опасностью, машинами и механизмами, проходят обязательное предсменное медицинское освидетельствование.

Для оказания качественной доврачебной и врачебной помощи большинство производственных объектов АО «Эмбамунайгаз» имеются медицинские пункты и помещения, укомплектованные необходимыми лекарственными препаратами и средствами для оказания первой помощи, а также необходимым медицинским оборудованием.

В АО «Эмбамунайгаз» разработала собственную систему управления безопасностью и охраной труда. Проводятся мероприятия по предотвращению аварий и несчастных случаев на производственных объектах компании и повышению ответственности руководителей и всего персонала по обеспечению безопасности производственной деятельности. Для этого в компании используется стандарт «Единая система управления безопасностью и охраной труда» ЕСУОТ АО НК «КазМунайГаз».

В соответствии с законодательными актами Республики Казахстан, компания обеспечивает защиту имущественных интересов работников посредством заключения договоров обязательного страхования работников от несчастных случаев при исполнении ими трудовых (служебных) обязанностей.

Контроль состояния охраны труда и техники безопасности на объектах НГДУ «Жылъоймунаигаз» производится по трехуровневой системе, согласно «Положения о единой системе обеспечения безопасности на производстве». Ответственность за правильную организацию контроля возложена:

- в целом по НГДУ «Жылъоймунаигаз» – на начальника Управления;
- по добычным участкам – на начальников участков.

Для всего персонала эксплуатационных площадок проводятся еженедельные собрания по технике безопасности и еженедельные учения по действиям в аварийной ситуации. Кроме того, перед началом каждой смены проводятся ежедневные 5-ти минутные собрания для проведения инструктажа по технике безопасности.

Контроль безопасной эксплуатации оборудования объектов НГДУ «Жылъоймунаигаз» осуществляется специалистами службы ОТ и окружающей среды, а по пожарной безопасности – руководителями цехов.

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата	11.21	110-2/06-20-2.0-ПЗ	Лист
								31

Приказом начальника НГДУ «Жылъыоймунайгаз» на производственных участках назначены лица, ответственные за безопасную эксплуатацию оборудования на объектах, поднадзорных региональному органу МЧС.

Выполнение работ повышенной опасности производится по письменному распоряжению руководителя объекта, с назначением ответственного руководителя работ и оформлением наряда-допуска.

Все руководители, специалисты и рабочие, занятые эксплуатацией и наладкой оборудования, прошли обучение безопасным методам работы, ежегодно, в соответствии с требованиями действующих нормативных документов, аттестуются на знание правил и инструкций по безопасности.

НГДУ «Жылъыоймунайгаз» заключены договора Атырауским филиалом Республиканского государственного предприятия на праве хозяйственного ведения

"Профессиональная военизированная аварийно-спасательная служба" на обслуживание объекта в случае возникновения чрезвычайной ситуации или крупномасштабной аварии.

Так же контроль обеспечения безопасности на объектах НГДУ «Жылъыоймунайгаз» в соответствии с законодательством Республики Казахстан осуществляется органами надзора и контроля Атырауской области: территориальным подразделением уполномоченного органа по чрезвычайным ситуациям, государственной противопожарной службой; территориальным управлением охраны окружающей среды; управлением государственной инспекции труда Атырауской области; санитарно-эпидемиологической службой.

## **19.2. Охрана труда и техника безопасности**

При производстве работ по строительству из стальных труб следует руководствоваться следующими документами:

- СН РК 1.03-14-2011 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве», ответственность за соблюдение которых несут инженерно-технические работники;
- ГОСТ 12.3.009-76 Система стандартов безопасности труда Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности;
- ГОСТ 12.3.003-86 Система стандартов безопасности труда. Работы электросварочные. Требования безопасности;
- ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ. Общие требования.

При укладке трубопровода запрещается нахождение рабочих между трубопроводом и стенкой траншеи.

Администрация, в зависимости от местных условий, в отдельных случаях может предусмотреть дополнительные мероприятия, повышающие безопасность работ.

При производстве работ механизмы и грузы следует располагать за призмой обрушения грунта в траншеею.

К трубопроводу, предназначенному к испытанию, разрешается подходить для осмотра после снятия давления от испытательного до рабочего.

Основными неблагоприятными факторами, отрицательно влияющими на показатели строительного производства в данном районе, являются:

- передвижение песков под воздействием ветровой эрозии;

Для устранения неблагоприятного воздействия указанных факторов необходимо:

- уничтожения скудной растительности;

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата
			11.21		

110-2/06-20-2.0-ПЗ

Лист

32

- высокие температуры воздуха, снижающие производительность труда рабочих-строителей.
- на рабочих местах и в инвентарных зданиях применять солнцезащитные и пылезащитные устройства, а в административно-бытовых зданиях, кроме того, систему кондиционирования воздуха;
- строительные машины и оборудование использовать в специальном «тропическом исполнении»;
- предусмотреть для предохранения от перегрева работающих в жаркие летние дни на открытом воздухе (в соответствии с законодательством о труде, перенос начала работы на наиболее ранние утренние часы с максимальным перерывом работ в жаркие часы дня. Эти мероприятия разрабатываются и утверждаются заказчиком и генподрядчиком.

### 19.3. Санитарно-эпидемиологические мероприятия по охране и безопасности труда.

На основании постановления Правительства Республики Казахстан от 20 марта 2015 года №237 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», которые включают в себя:

требования к производственным зданиям и помещениям;

требования к отоплению, вентиляции и кондиционированию воздуха производственных объектов;

требования к водоснабжению, водоотведению и утилизации промышленных отходов;

требования к проектированию санитарно-защитных зон.

В целях охраны здоровья работников, предупреждения заболеваний и отравлений, несчастных случаев, обеспечения безопасности труда работников проходят предварительные и периодические медицинские осмотры, специальные медицинские обследования.

Должностные лица предприятий не допускают к работе лиц, не прошедших предварительные или периодические медицинские осмотры или признанных непригодными к работе по состоянию здоровья.

При неблагоприятной санитарно-эпидемиологической обстановке работников должны  
заблаговременно подвергать предварительной вакцинации от соответствующих заболеваний.

Предприятия, должностные лица, работники обязаны обеспечивать содержание эксплуатацию производственных и санитарно-бытовых помещений, рабочих мест, технологического оборудования в соответствии с санитарными нормами, гигиеническими нормативами.

Атмосферный воздух в местах проживания, воздух производственных территорий в помещениях должны соответствовать установленным нормативам. Контроль загазованности осуществляется в установленном на предприятии порядке.

Предприятия, должностные лица и работники обязаны обеспечивать сбор, переработку, обезвреживание и захоронение производственных бытовых отходов и содержание территории в соответствии с санитарными правилами и нормами. ИТР и рабочие должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты согласно «Инструкции о порядке бесплатного обеспечения специальной одеждой, обувью и другими средствами индивидуальной защиты работников предприятий нефтяной и газовой промышленности» РД-08-33-94.

Подготовка к эксплуатации санитарно-бытовых помещений и устройств для работающих на строительной площадке и объектах должна быть закончена до начала основных строительно-монтажных работ и пуска в эксплуатации.

							Лист
					11.21	110-2/06-20-2.0-П3	
Изм.	Кол.	Лист.	Нодок.	Подпись	Дата		33

Состав санитарно-бытовых помещений необходимо определять в соответствии с таблицей 4 приложения 2 настоящим санитарным правилам. Площади отдельных помещений, набор оборудования и процедур решается в каждом конкретном случае с учётом мощности объекта, характера трудовых процессов, наличия вредных производственных факторов.

На каждом объекте строительства и эксплуатации необходимо выделять помещения или места для размещения аптечек с медикаментами, носилок, фиксирующих шин и других средств для оказания первой помощи пострадавшим.

Вблизи от рабочих мест, связанных с воздействием на работающих шума, вибрации, ультра- и инфразвука, должны предусматриваться помещения для периодического отдыха и проведения профилактических процедур.

На объектах со списочным составом от 50 до 300 человек предусматривается медпункт. Для медперсонала выделяется помещение площадью не менее 8 м<sup>2</sup>.

Руководитель строительно-монтажной и эксплуатационной организации обязан обеспечить соблюдение всеми работниками правил внутреннего распорядка, относящихся к охране труда, в соответствии с Типовыми правилами внутреннего распорядка для рабочих и служащих предприятий и организаций.

Допуск посторонних лиц, а также работников в нетрезвом и наркотическом состоянии на территорию объекта, в производственные, санитарно-бытовые помещения и на рабочие места запрещается.

Руководители предприятий, объектов должны обеспечить своевременное оповещение всех своих подразделений о неблагоприятных метеорологических условиях (гроза, ураган, аномальная температура воздуха и др.) и принять меры по обеспечению безопасности персонала и оборудования.

#### **19.4. Санитарно - гигиенические мероприятия**

Помещения для проживания должен оборудоваться естественной и механической вентиляцией и системой отопления. Для отопления зданий и сооружений должны предусматриваться системы, приборы и теплоносители, не создающие вредных факторов и неприятных запахов.

Производственная санитария обеспечивает здоровые условия труда, устранивая вредные воздействия на организм, устраивая вентиляцию, освещение, сооружая бытовые помещения, обеспечивая нормальный режим труда и отдыха.

Все лица, находящиеся на строительной площадке и нефтепромысловых объектах обязаны носить защитные каски. Рабочие и инженерно-технические работники без защитных касок и других СИЗ к выполнению работ не допускаются. На каждом объекте строительства и эксплуатации необходимо выделять помещение или места для размещения аптечек с медикаментами, носилок, фиксирующих шин и других средств для оказания первой помощи пострадавшим.

Все работающие на строительной площадке и нефтепромысловых объектах должны быть обеспечены питьевой водой, качество и условия хранения которой должны соответствовать санитарным требованиям.

Большое значение для создания благоприятных условий труда, повышения производительности, снижения общей и профессионально обусловленной заболеваемости имеет санитарно-бытовое обеспечение работающих.

Санитарно-бытовое обеспечение работающих должно занимать одно из ведущих мест в системе мероприятий по оздоровлению условий труда. Поэтому при организации производства санитарно-технических работ наибольшее значение в санитарно-гигиеническом отношении имеет обеспечение рабочих потребным количеством соответствующим образом оборудованных бытовых помещений.

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата	110-2/06-20-2.0-ПЗ	Лист	34
				11.21				

Санитарно-бытовое обслуживание рабочих является частью комплекса мер по охране труда. Оно должно обеспечить защиту кожных и слизистых покровов человека от действия вредных производственных факторов в течение смены и прекращать их действие после ее окончания. Этими основными требованиями определяется набор и состав санитарно-бытовых помещений (СБП) и устройств. Их компоновка, набор и состав зависят от принадлежности к группам производственного процесса.

**САНИТАРНО-БЫТОВЫЕ ПОМЕЩЕНИЯ** – гардеробные, душевые, умывальные, уборные, курительные, места для размещения устройств питьевого водоснабжения, помещения для обогрева или охлаждения, обработки, хранения и выдачи спецодежды и др.

#### Опасные производственные факторы

Трубопроводы по сбору и транспорта нефти может представлять высокую потенциальную опасность, вследствие возникновения утечек или авариного разрыва труб. Неисправное оборудование, загазованные зоны, места разлива нефтепродуктов и пропитанная им поверхность почвы могут очагами взрывов, пожаров, отравления людей, животных, загрязнения окружающей среды.

Исходя из этой потенциальной опасности, проектом предусматриваются мероприятия, обеспечивающие безопасность обслуживающего персонала, оборудования и сооружений в районе расположения и его объектов. Основным взрывопожароопасным, вредным и токсичным веществом является нефть. Основными мероприятиями, принятыми в проекте, направленными на предотвращение выделений вредных, взрывопожароопасных веществ и обеспечение безопасных условий труда, являются:

- Обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов;
- Размещение объектов на открытых площадках.

Применяемые оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивает безопасную эксплуатацию технологических аппаратов, узлов и коммуникации.

Размещение запорной арматуры обеспечивает удобное и безопасное ее обслуживание. Все технологические трубопроводы после монтажа подвергаются контролю сварных соединений и гидравлическому испытанию.

Состояние трубопроводов периодически контролируется операторами по добыче и нефти м/р. НГДУ «Жылъыоймунайгаз». Обслуживающий персонал должен осуществлять визуальный мониторинг трубопроводов. Опасность метеорологических и природных явлений прогнозируется метеослужбой.

Для чего необходимо ежесуточно получать прогноз погоды, гидрографической остановки в районе станции.

К принимаемым неотложным мерам по защите рабочих и служащих относятся:

- Подготовка к выдаче средств индивидуальной защиты +0.1-0.2 часа;
- Приведение готовность сил и средств, предназначенных для ликвидации ЧС +0,2-1 час;
- Приведение готовность пожарных машин +0.2-0.5 часа;

С возникновением ЧС руководитель нефтепромысловых объектов аварийно-спасательного формирования по ЧС, в зависимости от сложившейся обстановки, вводит режим чрезвычайной ситуации и контролирует выполнение мероприятий, предусмотренных планом действий. При необходимости, создается Комиссия по ликвидации ЧС (КЧС)

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата	110-2/06-20-2.0-ПЗ	Лист
				11.21			35

## **19.5. Противопожарные мероприятия.**

На объектах система сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа выполняются требования по пожарной безопасности установленные правилами, нормами и стандартами.

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

Продувка и испытание на герметичность, и прочность производится в соответствии с инструкцией, предусматривающей необходимые мероприятия по технической и пожарной безопасности, с учётом 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.

При продувке и испытании трубопровода запрещается проезд, нахождение в пределах площадки автомобилей, тракторов и другой техники с работающими двигателями, а также пользоваться открытым огнём и курить.

При возникновении аварии должно быть прекращено движение транспорта и приняты меры по ликвидации аварии в соответствии с планом ликвидации аварий (ПЛА). Должны быть выставлены предупредительные знаки от места аварии на установленном расстоянии на дорогах, проходах и т.п.

Запорные устройства на трубопроводах должны находиться в исправности, быть легкодоступными, чтобы обеспечить возможность надёжного прекращения разлива нефти на отдельных участках технологических трубопроводов. Неисправности следует немедленно устранять.

Для осмотра запорных устройств должны составляться графики, утверждаемые руководителем предприятия.

По пожаре и взрывобезопасности применяемое оборудование, технологические процессы, производственные инструкции и действия персонала должны соответствовать требованиям «Правил пожарной безопасности Республики Казахстан».

Каждый объект должен обеспечиваться необходимым количеством средств пожаротушения согласно нормам, предусмотренными указанными Правилами и СНиП.

При возникновении аварии должно быть прекращено движение транспорта и приняты меры по ликвидации аварии в соответствии с планом ликвидации аварий (ПЛА). Должны быть выставлены предупредительные знаки от места аварии на установленном расстоянии на дорогах, проходах и т.п.

## **20. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

В соответствии с действующим законодательством, при сооружении трубопроводов необходимо предусматривать мероприятия по охране окружающей среды.

В процессе строительства трубопроводов следует руководствоваться утверждённым постановлением Правительства РК от 20.03.2015 г №237 «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов».

Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года №177 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства».

В процессе работ по укладке трубопроводов (нефтепроводов) необходимо соблюдать следующие мероприятия по охране окружающей среды:

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата	11.21	110-2/06-20-2.0-ПЗ	Лист
								36

- планировочные работы проводить только на территории, указанной в проекте;
- для предупреждения нарушений закреплённых трасс трубопроводов движущимися механизмами необходимо отвести определённые места для проезда и поставить по трассе указатели с обозначением мест проезда;
- с целью защиты почвы от ветровой и водной эрозии предусматривается трамбовка и планировка грунта при засыпке траншей после укладки трубопроводов;
- запрещается применение химических соединений и других средств для укрепления откосов насыпей с целью предупреждения возможности загрязнения ими грунтовых вод и окружающей среды;
- в период свёртывания строительных работ все строительные отходы необходимо вывезти для дальнейшей утилизации.

При строительстве объектов должны предусматривать:

применение в производствах безвредных или менее вредных веществ;

использование технологий и оборудования, устраивающих или максимально снижающих интенсивность воздействия вредных производственных факторов, а также объёмы вредных выбросов и отходов;

комплекс мероприятий, обеспечивающих требования гигиенических нормативов к производственной и окружающей среде.

Площадки объектов должны размещаться с подветренной стороны относительно селитебной и рекреационных территорий. Объекты с технологическими процессами, являющимися источниками негативного воздействия на среду обитания и здоровье человека, должны иметь СЗЗ, определяемую на полную проектную мощность объекта.

Акты приёмки выполненных работ могут быть подписаны только при условии выполнения исполнителями всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий.

Раздел «Охраны окружающей среды» к рабочему проекту разработан ТОО «RBM Sweco Productions» согласно договору.

## **20.1. Обоснование размера санитарно-защитной зоны**

Согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2, размер СЗЗ производства по добыче нефти составляет-1000 м и классифицируется как объект I категории опасности.

Проектируемый объект находится в пределах существующей территории действующего предприятия с установленной границей СЗЗ в размере 1000 м, по итогам проведенных работ можно сделать вывод что, СЗЗ в период эксплуатации проектируемого объекта остается без изменений, на прежнем уровне 1000 м.

## **20.2. Функциональное зонирование территории СЗЗ и режим использования различных зон**

При планировки Санитарно-Зашитной Зоны важным фактором, отвечающим за обеспечение безопасности окружающей среды города и населенного пункта от воздействия промышленных предприятий, является своевременное озеленение территории, путем насаждения газоустойчивых древесно-кустарниковых растений.

Процент озеленения территории:

- 60 процентов от площади для предприятий 4 и 5 классов
- 50 процентов от площади для предприятий 2 и 3 класса
- 40 процентов площади предприятий, имеющих СЗЗ, протяженностью более 1000 м, с

						110-2/06-20-2.0-ПЗ	Лист
				11.21			
Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		37

С обязательным насаждением вдоль полосы, со стороны жилой постройки древесно-кустарниковых растений.

Планировочная организация СЗЗ основывается на специальное зонирование, всей территории предприятия с выявлением трех главных зон - припромышленного защитного озеленения (13-56 % общей площади СЗЗ), - приселитебного озеленения (17-45 %), - планировочного использования (11-45 %).

Зона планировочного использования в свою очередь подразделяется на следующие подзоны:

- при заводская подзона,
- подзона санитарных ограничений планировочного использования,
- подзона коммунальных объектов,
- подзона приселитебного защитного озеленения и общественного центра.

При организации СЗЗ в случае возникновения необходимости разрабатываются дополнительные мероприятия по:

- снижение негативного воздействия веществ на окружающую среду (снижения шумового порога, сокращение выбросов и т.д.), которые предоставляются в виде соответствующих планов (сроки выполнения, вид мероприятий, ответственные за реализацию и стоимость самого мероприятия).
- организация планировочной СЗЗ предприятия (озеленение и благоустройство);
- организация санитарного контроля, за отслеживанием показателей воздействия предприятия на окружающую среду (натуральные замеры) в установленных контрольных точках.

В проектной документации на техническое переоснащение, реконструкцию или строительство новых предприятий (сооружений, объектов) должны быть предусмотрены все решения по эффективному осуществлению комплекса мероприятий и выделению финансовых средств для организации, благоустройства СЗЗ, включая в случае необходимости переселения жителей.

### **20.3. Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ)**

Уровень загрязнения приземных слоев атмосферы во многом зависит от метеорологических условий. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями при строительных работах могут быть:

- пыльные бури,
- штормовой ветер,
- штиль,
- температурная инверсия,
- высокая относительная влажность (выше 70%).

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата	110-2/06-20-2.0-ПЗ	Лист	38
				11.21				

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные выбросы загрязняющих веществ на предприятии, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК.

Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за местами пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- запрещение продувки и чистки оборудования, газоотходов, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу.

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15-20%.

Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40%:

- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанных схем маршрутов;

проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 40-60%, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов.

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- отключение аппаратов и оборудования с законченным циклом, сопровождающимся значительным загрязнением воздуха;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с неотрегулированными двигателями.

Изм.	Кол.	Лист.	№док.	Подпись	Дата
				11.21	

110-2/06-20-2.0-ПЗ

Лист

39