

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«УРИХТАУ ОПЕРЕЙТИНГ»**

**АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОО «КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

Государственная лицензия №02177Р

**УТВЕРЖДАЮ:**

**Генеральный директор  
ТОО «Урихтау Оперейтинг»**

\_\_\_\_\_ **А.С. Таспихов**

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022г

## **Проект**

### **ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

**к проекту «Индивидуальный технический проект на строительство  
вертикальной оценочной скважины У-6,  
на КТ-II и Девон на месторождении Урихтау на правом берегу р.Жем»**

**Директор Атырауского филиала  
ТОО «КМГ Инжиниринг»:**

**Р.Н. УТЕЕВ**

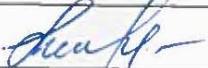
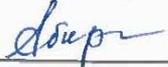
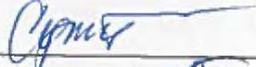
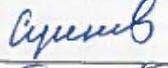
**Заместитель директора филиала  
по производству:**

**А.Г. ГАБДУЛЛИН**

г. Атырау, 2022г



## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Подпись	Ф.И.О.
Руководитель службы		Исмаганбетова Г.Х.
Ведущий инженер		Абир М.К.
Ведущий инженер		Султанова А.Р.
Ведущий инженер		Суйнешова К.А.
Старший инженер		Бекмагамбетова Г.Г.
Старший инженер		Кобжасарова М.Ж.
Старший инженер		Амрина А.К.
Старший инженер		Умарова Н.Ж.

## СОДЕРЖАНИЕ

Оглавление	
ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ.....	13
СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ .....	14
СОДЕРЖАНИЕ .....	15
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	17
СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
ВВЕДЕНИЕ.....	18
1. ОБЗОР НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЙ И ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЙ БАЗЫ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАБОТЫ.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
1.1 Кодексы, Законы, Указы, имеющие силу Закона.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
1.2 Нормативные акты в области охраны окружающей среды.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
1.3 Нормативные документы, применяемые при разработке РООС.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	19
3 ДЕТАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ .....	21
3.1 Климатическая характеристика региона.....	21
3.2 Современное состояние атмосферного воздуха.....	21
3.3 Поверхностные и подземные воды.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
3.4 Почвенный покров.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
3.5 Растительный мир.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
3.6 Животный мир.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
3.7 Радиационная обстановка.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
4 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ СФЕРА И ЭКОНОМИКА РЕГИОНА.....	38
4.1 Социально-экономические условия района.....	38
5 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА.....	41
5.1 Геологические характеристики месторождения .....	42
5.2 Этапы проведения бурения скважины .....	50
5.3 Буровые растворы .....	51
5.4 Водопотребление и водоотведение .....	61
5.5 Отходы производства и потребления.....	65
5.6 Воздействие отходов производства и потребление на окружающую среду .....	69
5.7 Мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей среды промышленными отходами.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
6 ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЕЕ ОХРАНЕ.....	71
6.1 Инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу.....	71
6.2 Предложения по установлению предельно-допустимых выбросов ПДВ.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
6.3 Характеристика источников физического воздействия .....	85
7 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СРЕДА.....	89
7.1 Факторы негативного воздействия на геологическую среду.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
7.2 Оценка устойчивости геологической среды.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8 ВОДНЫЕ РЕСУРСЫ .....	91
8.1 Характеристика источников воздействия на подземные воды при производстве работ ...	91
8.2 Мероприятия по охране поверхностных вод.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
9 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ.....	94
9.1 Характеристика видов воздействия на почвы .....	94
9.2 Физические факторы.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
9.3 Химические факторы.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
9.4 Оценка воздействия на почвенный покров и почвы....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
9.5 Рекомендуемые мероприятия по минимизации нарушений почвенного покрова и рекультивации почв .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
10 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ .....	102

10.1	Характеристика современных природных и антропогенных процессов и влияние их на растительность.....	102
10.2	Мероприятия по минимизации негативных явлений... <b>Ошибка! Закладка не определена.</b>	
11	<b>ЖИВОТНЫЙ МИР</b> .....	105
11.1	Оценка современного состояния животного мира. Мероприятия по их охране.....	105
12	<b>РАДИОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ</b> .....	105
12.1	Критерии оценки радиационной ситуации .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
13	<b>ПЛАТА ЗА ЭМИССИИ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ</b> .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
	Вид отхода .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
14	<b>ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА</b> .....	114
14.1	Процедура оценки риска.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
14.2	Обзор возможных аварийных ситуаций .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
14.3	Мероприятия по снижению экологического риска.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
15	<b>ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА</b> .....	121
15.1	Мониторинг состояния промышленных площадок бурения скважин..	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
15.2	Мониторинг состояния технологического оборудования.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
15.3	Мониторинг состояния окружающей среды и размещения отходов	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
15.4	Мониторинг состояния биосферы .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
16	<b>ОЦЕНКА ОСТАТОЧНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ ВОЗДЕЙСТВИЙ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ СМЯГЧЕНИЮ</b> .....	125
16.1	План природоохранного управления .....	125
17	<b>ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЯХ</b> <b>Ошибка! Закладка не определена.</b>	
	<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ</b> .....	127

## СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 3.3.1- Основные показатели работы промышленности по Мугалжарскому району .....	39
Таблица 3.3.2 - Сельское хозяйство Актюбинской области.....	39
Таблица 5.1 - Общие сведения о конструкции скважины .....	42
Таблица 5.2 - Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов .....	42
Таблица 5.3 - Литологическая характеристика разреза скважины .....	43
Таблица 5.4 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.....	45
Таблица 5.5 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины.....	47
Таблица 5.6 – Газоносность.....	48
Таблица 5.7-Типы и параметры буровых растворов.....	52
Таблица 5.8 - Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов...	53
Таблица 5.9-Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления.....	56
Таблица 5.10 - Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн .....	59
Таблица 5.11 - Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбурировании цементных стаканов.....	59
Таблица 5.12 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину.....	60
Таблица 5.14 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин .....	64
Таблица 5.15 - Объем выбуренной породы при строительстве скважины .....	66
Таблица 5.16 - Образование ТБО .....	67
Таблица 5.17-Расчет объемов отработанного моторного масла при использовании БУ ZJ-70 .....	68
Таблица 5.18- Лимиты накопления отходов на 2022 год .....	68
Таблица 5.19 – Лимиты захоронения отходов на 2022 год.....	68
Таблица 6.1 - Перечень вредных веществ выбрасываемых от стационарных источников при бурении, строительно-монтажных работах и при освоении скважины при использовании буровой установки ZJ-70.....	72
Таблица 6.4 - Количественный и качественный состав выбросов вредных веществ от передвижных источников .....	74
Таблица 6.5 - Перечень вредных веществ, выбрасываемых передвижными источниками.	74
Таблица 6.6 - Метеорологические характеристики и коэффициент определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере.....	75
Таблица 6.8 - Нормативы выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников при строительстве скважины У-6 .....	77
Таблица 6.9 - Расчет критериев опасности (КОВ <sub>i</sub> ).....	84
Таблица 6.10 - Категория опасности .....	85

## **ВВЕДЕНИЕ**

«Отчет о возможных воздействиях» к проекту «Индивидуальный технический проект на строительство вертикальной оценочной скважины У-6 и Девон на месторождении Урихтау на правом берегу р.Жем», разработан в процессе оценки воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности в соответствии с требованиями нормативно-правовых актов Республики Казахстан:

- Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424 О внесении изменений в приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки»

«Отчет о возможных воздействиях» выполнен Службой экологии Атырауского Филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», согласно договору с ТОО «Урихтау Оперейтинг».

Основная цель РООС – оценка всех факторов воздействия на компоненты окружающей среды, прогноз изменения качества окружающей среды при реализации производственных решений с целью разработки мероприятий и рекомендации по снижению различных видов воздействий на отдельные компоненты окружающей среды и здоровье населения.

Проект «Отчет о возможных воздействиях» включает следующие этапы его проведения:

- характеристика и оценка современного состояния окружающей среды, включая атмосферу, гидросферу, литосферу, флору и фауну, выявление приоритетных по степени антропогенной нагрузки природных сред, ранжирование факторов воздействия;
- анализ планируемой производственной деятельности с целью установления видов и интенсивности воздействия на окружающую среду, пространственного распределения источников воздействия и ранжирования по их значимости;
- комплексная прогнозная оценка ожидаемых изменений окружающей среды в результате планируемой деятельности на участке работ;
- природоохранные мероприятия по снижению антропогенной нагрузки на окружающую среду.

«Отчет о возможных воздействиях» выполнен с соблюдением Законов Республики Казахстан в области охраны окружающей среды, нормативно-правовых требований и договорных обязательств.

**Юридические адреса:**  
**030006, г. Актобе**  
**пр. Абилкайыр хана 10,**  
**ТОО «Урихтау Оперейтинг»**  
**тел: (7132) 74 41 14**  
**факс: (7132) 74 41 71**

**Исполнитель:**  
**060011, г. Атырау, мкр. Нурсая,**  
**проспект Елорда, строительство 10**  
**Атырауский Филиал**  
**ТОО «КМГ Инжиниринг»**  
**тел: (7122) 305404**

## **2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Нефтегазоконденсатное месторождение Урихтау, открытое в 1983г, расположено на территории Мугалжарского района Актюбинской области Республики Казахстан в 215 км к югу от города Актобе (рис.1.1).

В этой части нефтегазоносного региона давнюю историю разработки имеют месторождения Жанажол, что находится на 10-12 км к востоку от месторождения Урихтау, Кенкияк - 50 км северо-западнее, Алибекмола - 20 км севернее и Кожасай на 10 км юго-западнее. Расстояние от проектируемого объекта до ближайшего населенного пункта Сага составляет 15км.

Месторождение Урихтау расположено в непосредственной близости и частично на территории песчаного массива «Кокжиде», который внесен в Перечень объектов государственного природно-заповедного фонда республиканского значения, утвержденный Постановлением Правительства РК от 28.09.2006г. за №932.

Кроме того, песчаный массив Кокжиде входит в Перечень геологических (пески Кокжиде) и гидрогеологических (подземная вода) объектов государственного природно-заповедного фонда республиканского и международного значения и правил их ограниченного хозяйственного использования на особо охраняемых природных территориях, а также перечня участков недр, представляющих особую экологическую, научную, культурную и иную ценность, отнесенных к категории особо охраняемых природных территорий республиканского значения, согласно Постановлению Правительства РК от 18.11.2010г. за №1212.

Все буровые работы и операции по освоению месторождения Урихтау будут производиться на правом берегу реки Жем, где распространение песков Кокжиде. На территории песков Кокжиде проведение нефтяных операций планируется.

Сеть автомобильных дорог в районе представлена автодорогой Жанажол – Актобе III технической категории, протяженностью 280 км и автодорогой Жем – Актобе III-IV технических категорий протяженностью 200км.

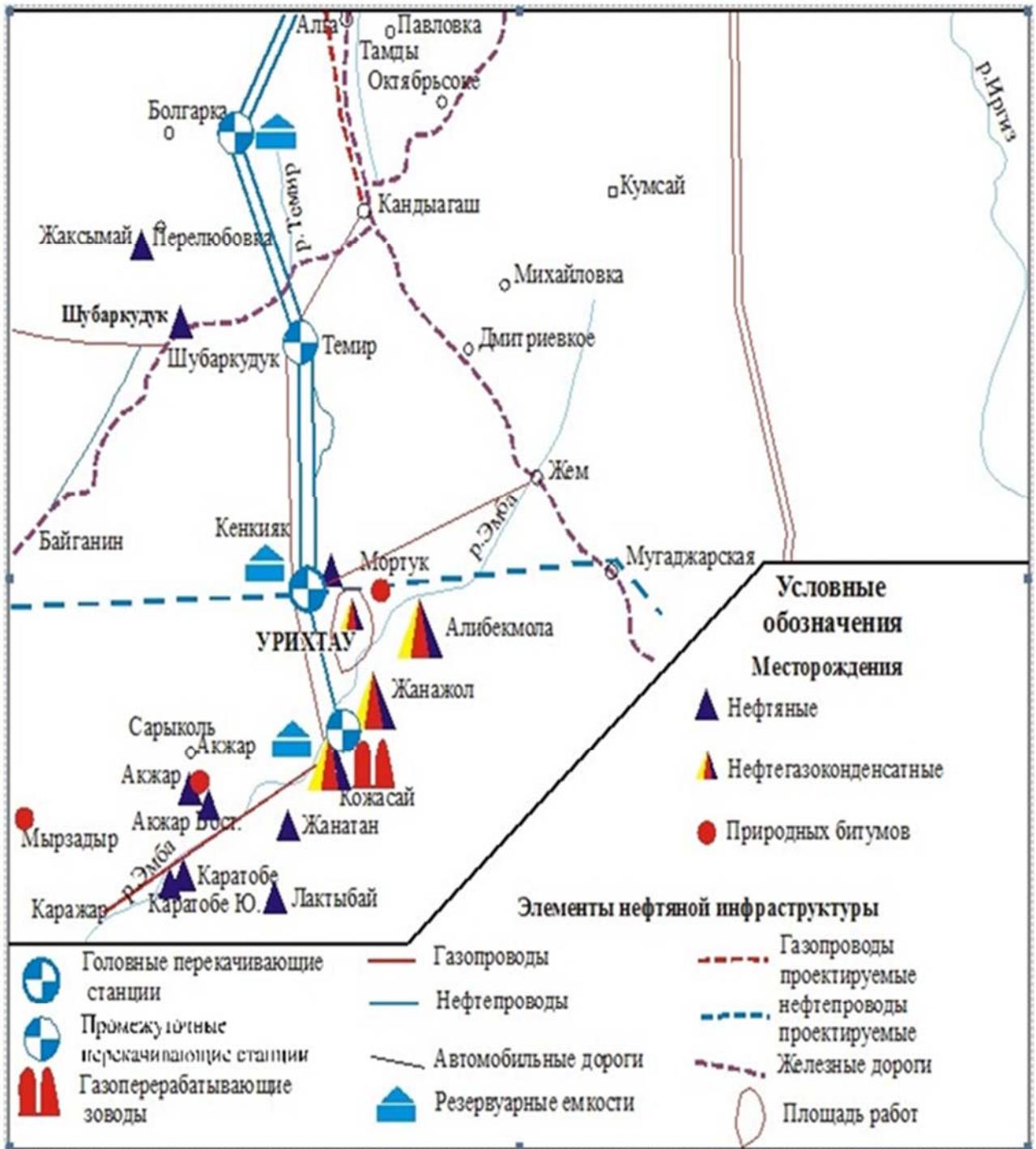


Рис.1.1. Обзорная карта района работ

### 3 ДЕТАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

#### 3.1 Климатическая характеристика региона

Климат района резко континентальный с жарким сухим летом, продолжительной холодной зимой, с большими суточными и сезонными колебаниями температуры воздуха. Самое холодное время года – январь и февраль, когда температура опускается до минус 30 минус 35<sup>0</sup>С. Зимой наблюдается продолжительный период морозной погоды, который начинается примерно в середине декабря. Период морозной погоды продолжается до середины марта.

Лето сухое, жаркое, безоблачное и продолжительное, температура поднимается до плюс 30 плюс 40<sup>0</sup>С. Солнечное сияние летом продолжается от 10 до 12 часов в сутки, зимой соответственно 5-6 часов. За год составляет 2600-2700 часов. Устойчивый переход температуры через плюс 15<sup>0</sup>С (условное начало лета) наступает во второй половине первой декады мая, а осенью этот переход совершается в середине сентября. Средняя температура летних месяцев составляет плюс 22 плюс 24<sup>0</sup>С.

Безморозный период длится 165-170 дней. В последней декаде сентября возможны умеренные заморозки как воздуха, так и почвы. Отмечаются морозные погоды при температуре воздуха ниже минус 25 и ветре более 6 м/с. В особо морозные зимы температура опускается до минус 40<sup>0</sup>С.

Таблица 3.1.1

##### Общая климатическая характеристика

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (февраль)	-14,7 градуса мороза
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июнь)	29,9 градуса тепла
Среднегодовое количество осадков	245,5 мм
Количество осадков за холодный период года (с XI по III)	99,9 мм
Количество осадков за теплый период года (с IV по X)	142,2 мм
Среднее число дней с пыльными бурями	-
Скорость ветра, превышение которой составляет 5%	14 м/с

Таблица 3.1.2

##### Среднемесячная и годовая температура воздуха (градус С)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-11.2	-11.2	-4.8	7.5	15.2	21.9	23.7	22.1	15.2	6.4	-2.8	-8.8	6.1

Таблица 3.1.3

##### Средние месячные и среднегодовые скорости ветра, м/сек

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
5.3	5.7	5.3	4.3	3.9	3.7	3.4	3.4	3.4	3.9	4.2	4.7	4.3

Таблица 3.1.4

##### Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
5	7	21	19	9	16	12	11	26

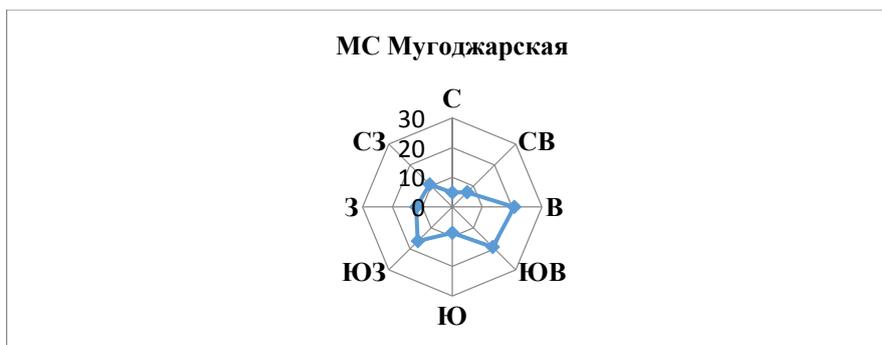


Рис. 3.1.1 – Роза ветров

### 3.2 Современное состояние атмосферного воздуха

При проведении фоновых исследований на структуре современного состояния всех составляющих окружающей среды оценивалось на основе результатов полевых исследований проведенных в 2021г.

Производственный контроль воздушного бассейна включает в себя два основных направления деятельности:

- мониторинг эмиссий – наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением нормативов ПДВ;
- мониторинг воздействия – оценка фактического состояния загрязнения атмосферного воздуха в конкретных точках наблюдения на местности. Это, как правило, точки на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) или ближайшей жилой зоны, или территории, к которым предъявляются повышенные требования к качеству атмосферного воздуха: зоны санитарной охраны курортов, крупные санатории, дома отдыха, зоны отдыха городов.

Отчет по производственному экологическому контролю на месторождении Урихтау за 2021г. проводил ТОО «Алия и Ко» по программе мониторинга, утвержденной государственными контролирующими органами.

Целью мониторинга атмосферного воздуха являлось получение информации о содержании загрязняющих веществ в атмосфере, на границе СЗЗ.

Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за I-IV кварталы 2021г. представлены в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1

## Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за 2021г

<i>Точки отбора проб</i>	<i>Наименование загрязняющих веществ</i>	<i>Фактическая концентрация</i>	<i>Норма ПДК м.р. мг/м3</i>	<i>Наличие превышения ПДК, кратность</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
Граница СЗЗ Юга – Западное направление	Азот диоксид	<0.02	0,085	не превышает
	Оксид азота	<0.03	0.4	
	Сажа	<0.025	0.15	
	Диоксид серы	<0.025	0.5	
	Углерод оксид	<1.5	5.0	
	Формальдегид	<0.0015	0,035	
	Углеводороды пред. С12-С19	<0.5	1,0	
Граница СЗЗ Северо-восточное направление	Азот диоксид	<0.02	0,085	не превышает
	Оксид азота	<0.03	0.4	
	Сажа	<0.025	0.15	
	Диоксид серы	<0.025	0.5	
	Углерод оксид	<1.5	5.0	
	Формальдегид	<0.0015	0,035	
	Углеводороды пред. С12-С19	<0.5	1,0	
Вахтовый поселок Юга – Западное направление	Диоксид азота	<0.02	0,085	не превышает
	Оксид азота	<0.03	0.4	
	Сажа	<0.025	0.15	
	Диоксид серы	<0.025	0.5	
	Углерод оксид	<1.5	5.0	
	Бенз(а)пирен	0	0	
	Формальдегид	<0.0015	0,035	
Углеводороды пред.С12-С19	<0.5	1,0		
Вахтовый поселок Северо-восточное направление	Диоксид азота	<0.02	0,085	не превышает
	Оксид азота	<0.03	0.4	
	Сажа	<0.025	0.15	
	Диоксид серы	<0.025	0.5	
	Углерод оксид	<1.5	5.0	
	Бенз(а)пирен	0	0	
	Формальдегид	<0.0015	0,035	
Углеводороды пред.С12-С19	<0.5	1,0		
Территория ДНС Юга – Западное направление	Диоксид азота	<0.02	0,085	не превышает
	Оксид азота	<0.03	0,4	
	Диоксид серы	<0.025	0,5	
	Оксид углерода	<1.5	5,0	

	Углеводороды пред. С12-С19	<0.5	1,0	
	Формальдегид	<0.0015	0,035	
	Сероводород	<0.004	0.008	
<b>Территория ДНС Северо-восточное направление</b>	Диоксид азота	<0.02	0,085	не превышает
	Оксид азота	<0.03	0,4	
	Диоксид серы	<0.025	0,5	
	Оксид углерода	<1.5	5,0	
	Углеводороды пред. С12-С19	<0.5	1,0	
	Формальдегид	<0.0015	0,035	
	Сероводород	<0.004	0.008	
<b>Эксплуатационная скв. ВУ - 1</b>	Диоксид азота	<0.02	0,085	не превышает
	Оксид азота	<0.03	0,4	
	Диоксид серы	<0.025	0,5	
	Оксид углерода	<1.5	5,0	
	Углеводороды пред. С12-С19	<0.5	1,0	
	Формальдегид	<0.0015	0,035	
	Сероводород	<0.004	0.008	
<b>Эксплуатационная скв. ВУ - 2</b>	Диоксид азота	<0.02	0,085	не превышает
	Оксид азота	<0.03	0,4	
	Диоксид серы	<0.025	0,5	
	Оксид углерода	<1.5	5,0	
	Углеводороды пред. С12-С19	<0.5	1,0	
	Формальдегид	<0.0015	0,035	
	Сероводород	<0.004	0.008	

**Вывод:** Анализ, проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха, на границе санитарно-защитной зоны месторождения Урихтау, показал, что за 2021г. максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым веществам в точках отбора проб незначительны. Концентрации ЗВ находятся в допустимых пределах и не превышают санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДК м. р.), установленных для населенных мест.

### 3.3 Поверхностные и подземные воды

Гидрография района представлена реками Темир и Жем. На территории месторождения Урихтау в средней части с северо-восток на юго-запад протекает река Жем.

Согласно «Проекту разведочных работ по оценке месторождения Урихтау» скважина закладывается на правом берегу р.Жем, на пересечении сейсмических профилей Inline 2489 и Crossline 10352 и будет расположена на расстоянии 728 м. к северу от скважины 12.

В гидрологическом отношении исследуемый район расположен на восточном борту Прикаспийского артезианского бассейна (Урало-Эмбинская система малых артезианских бассейнов). Своеобразие геологического строения, обусловленное солянокупольной тектоникой, предопределило сложные гидрогеологические условия района. Основными факторами, влияющими на формирование химического состава и минерализации подземных вод в пределах описываемой территории, являются: климат литологический состав водовмещающих пород, степень их трещиноватости, сложные тектонические условия, создающие, с одной стороны, возможность подтока высокоминерализованных вод по зонам разлома, а с другой – затрудняющие движение подземных вод и связь отдельных водоносных горизонтов с областями их питания.

#### 3.3.1 Современное состояние водных ресурсов

Задачами мониторинга вод в 2021г является наблюдение за изменением качественных показателей, а также контроль соответствия их с санитарно-гигиеническими требованиями. Целью мониторинга подземных вод является получение информации о качественном составе подземных вод в результате антропогенной деятельности в процессе проведения работ на месторождении Урихтау. Для выявления влияния деятельности предприятия на подземные воды проводится химический анализ проб.

Для оценки антропогенного влияния деятельности предприятия на поверхностные воды проводится химический анализ проб. Пробы воды с реки Эмба отбирались с пробоотборником в двух точках: до входа и после выхода реки за границу конкретной территории.

Результаты химического анализа проб подземных и поверхностных вод за 2021г приведены в таблицах 3.3.1-3.3.4.

Таблица 3.3.1

Результаты мониторинга поверхностных вод за 2021г

Точки отбора проб*	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация	Норма ПДК мг/л	Наличие превышения ПДК, кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
1	2	3	4	5	6
<b>поверхностные воды</b>					
р.Жем выше по течению Т1	рН	7,52	6-9	Не превышает	--
	Кальций, мг/дм <sup>3</sup>	114,0	не норм.		
	Магний, мг/дм <sup>3</sup>	48,0	не норм.		

	Гидрокарбонаты, мг/дм <sup>3</sup>	219,6	не норм.					
	Карбонаты, мг/дм <sup>3</sup>	<8,0	не норм.					
	Хлориды, мг/дм <sup>3</sup>	220,0	350,0					
	Сульфаты, мг/дм <sup>3</sup>	163,0	500,0					
	Фосфаты, мг/дм <sup>3</sup>	н/обн	3,5					
	Натрий, мг/дм <sup>3</sup>	75,1	200,0					
	Калий, мг/дм <sup>3</sup>	5,4	не норм.					
	Азот аммонийный, мг/дм <sup>3</sup>	0,14	2,0					
	Азот нитратный, мг/дм <sup>3</sup>	0,90	45,0					
	Азот нитритный, мг/дм <sup>3</sup>	<0,01	3,0					
	Железо общее, мг/дм <sup>3</sup>	<0,04	0,3					
	Хром (VI), мг/дм <sup>3</sup>	<0,01	0,05					
	Медь, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05	1,0					
	Цинк, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05	5,0					
	БПК <sub>5</sub> , мг-О <sub>2</sub> /дм <sup>3</sup>	3,3	6,0					
	ХПК, мг-О/дм <sup>3</sup>	9,4	30,0					
	АПАВ, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05	0,5					
	Взв. вещества, мг/дм <sup>3</sup>	12,0	30,0					
	Нефтепродукты, мг/дм <sup>3</sup>	<0,005	0,1					
	Фенолы, мг/дм <sup>3</sup>	<0,0005	0,001					
	Сухой остаток, мг/дм <sup>3</sup>	846,5	1500					
	р. Жем ниже по течению Т2	рН	7,38			6-9	Не превышает	--
		Кальций, мг/дм <sup>3</sup>	110,0			не норм.		
Магний, мг/дм <sup>3</sup>		40,0	не норм.					
Гидрокарбонаты, мг/дм <sup>3</sup>		183,0	не норм.					
Карбонаты, мг/дм <sup>3</sup>		<8,0	не норм.					
Хлориды, мг/дм <sup>3</sup>		199,5	350,0					
Сульфаты, мг/дм <sup>3</sup>		184	500,0					
Фосфаты, мг/дм <sup>3</sup>		н/обн	3,5					
Натрий, мг/дм <sup>3</sup>		77,7	200,0					
Калий, мг/дм <sup>3</sup>		5,6	не норм.					
Азот аммонийный, мг/дм <sup>3</sup>		0,19	2,0					
Азот нитратный, мг/дм <sup>3</sup>		0,72	45,0					
Азот нитритный, мг/дм <sup>3</sup>		<0,01	3,0					
Железо общее, мг/дм <sup>3</sup>		<0,04	0,3					
Хром (VI), мг/дм <sup>3</sup>		<0,01	0,05					

Медь, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05	1,0
Цинк, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05	5,0
БПК <sub>5</sub> , мг-О <sub>2</sub> /дм <sup>3</sup>	3,6	6,0
ХПК, мг-О/дм <sup>3</sup>	10,2	30,0
АПАВ, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05	0,5
Взв. вещества, мг/дм <sup>3</sup>	11,4	30,0
Нефтепродукты, мг/дм <sup>3</sup>	<0,005	0,1
Фенолы, мг/дм <sup>3</sup>	<0,0005	0,001
Сухой остаток, мг/дм <sup>3</sup>	800,7	1500

Таблица 3.3.2

## Результаты мониторинга подземных вод за 2021г

Точки отбора проб*	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация	Норма ПДК мг/л	Наличие превышения ПДК, кратность
1	2	3	4	5
<b>Подземные воды</b>				
Мониторинговая скважина №1	рН	7,24	Не нормируется	--
	Кальций, мг/дм <sup>3</sup>	40,0		
	Магний, мг/дм <sup>3</sup>	24,0		
	Гидрокарбонаты мг/дм <sup>3</sup>	195,2		
	Карбонаты, мг/дм <sup>3</sup>	<8		
	Хлориды, мг/дм <sup>3</sup>	49,0		
	Сульфаты, мг/дм <sup>3</sup>	35,0		
	Фосфаты, мг/дм <sup>3</sup>	0,058		
	Натрий, мг/дм <sup>3</sup>	28,1		
	Калий, мг/дм <sup>3</sup>	2,0		
	Азот аммонийный, мг/дм <sup>3</sup>	0,08		
	Азот нитратный, мг/дм <sup>3</sup>	0,25		
	Азот нитритный, мг/дм <sup>3</sup>	<0,033		
	Железо общее, мг/дм <sup>3</sup>	0,165		
	Хром (VI), мг/дм <sup>3</sup>	н/обн		
	Медь, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		
	Цинк, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		
	БПК <sub>5</sub> , мг-О/дм <sup>3</sup>	4,55		
	ХПК, мг-О/дм <sup>3</sup>	7,0		
	АПАВ, мг/дм <sup>3</sup>	<0,025		
	Взв. вещества, мг/дм <sup>3</sup>	13,0		
Нефтепродукты, мг/дм <sup>3</sup>	0,010			
Фенолы, мг/дм <sup>3</sup>	<0,0005			

	Сухой остаток, мг/дм <sup>3</sup>	373,6		
Мониторинговая скважина №2	рН	7,10	Не нормируется	--
	Кальций, мг/дм <sup>3</sup>	44,0		
	Магний, мг/дм <sup>3</sup>	20,4		
	Гидрокарбонаты мг/дм <sup>3</sup>	146,4		
	Карбонаты, мг/дм <sup>3</sup>	<8		
	Хлориды, мг/дм <sup>3</sup>	35,0		
	Сульфаты, мг/дм <sup>3</sup>	31,3		
	Фосфаты, мг/дм <sup>3</sup>	0,071		
	Натрий, мг/дм <sup>3</sup>	3,63		
	Калий, мг/дм <sup>3</sup>	0,3		
	Азот аммонийный, мг/дм <sup>3</sup>	0,15		
	Азот нитратный, мг/дм <sup>3</sup>	0,42		
	Азот нитритный, мг/дм <sup>3</sup>	<0,033		
	Железо общее, мг/дм <sup>3</sup>	0,230		
	Хром (VI), мг/дм <sup>3</sup>	н/обн		
	Медь, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		
	Цинк, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		
	БПК <sub>5</sub> , мг-О/дм <sup>3</sup>	4,03		
	ХПК, мг-О/дм <sup>3</sup>	6,2		
	АПАВ, мг/дм <sup>3</sup>	<0,025		
	Взв. вещества, мг/дм <sup>3</sup>	17,0		
	Нефтепродукты, мг/дм <sup>3</sup>	0,009		
Фенолы, мг/дм <sup>3</sup>	<0,0005			
Сухой остаток, мг/дм <sup>3</sup>	275,3			
Мониторинговая скважина №3	рН	7,29	Не нормируется	--
	Кальций, мг/дм <sup>3</sup>	38,0		
	Магний, мг/дм <sup>3</sup>	11,4		
	Гидрокарбонаты мг/дм <sup>3</sup>	158,6		
	Карбонаты, мг/дм <sup>3</sup>	<8		
	Хлориды, мг/дм <sup>3</sup>	35,0		
	Сульфаты, мг/дм <sup>3</sup>	28,5		
	Фосфаты, мг/дм <sup>3</sup>	0,084		
	Натрий, мг/дм <sup>3</sup>	61,3		
	Калий, мг/дм <sup>3</sup>	4,4		
	Азот аммонийный, мг/дм <sup>3</sup>	0,23		
	Азот нитратный, мг/дм <sup>3</sup>	0,31		

	Азот нитритный, мг/дм <sup>3</sup>	<0,033		
	Железо общее, мг/дм <sup>3</sup>	0,115		
	Хром (VI), мг/дм <sup>3</sup>	н/обн		
	Медь, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		
	Цинк, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		
	БПК <sub>5</sub> , мг-О/дм <sup>3</sup>	3,9		
	ХПК, мг-О/дм <sup>3</sup>	6,0		
	АПАВ, мг/дм <sup>3</sup>	<0,025		
	Взв. вещества, мг/дм <sup>3</sup>	11,7		
	Нефтепродукты, мг/дм <sup>3</sup>	0,011		
	Фенолы, мг/дм <sup>3</sup>	<0,0005		
	Сухой остаток, мг/дм <sup>3</sup>	307,5		
Мониторинговая скважина №4	рН	7,25	Не нормируется	--
	Кальций, мг/дм <sup>3</sup>	26,0		
	Магний, мг/дм <sup>3</sup>	15,6		
	Гидрокарбонаты мг/дм <sup>3</sup>	170,8		
	Карбонаты, мг/дм <sup>3</sup>	<8		
	Хлориды, мг/дм <sup>3</sup>	28,0		
	Сульфаты, мг/дм <sup>3</sup>	39,5		
	Фосфаты, мг/дм <sup>3</sup>	0,073		
	Натрий, мг/дм <sup>3</sup>	40,3		
	Калий, мг/дм <sup>3</sup>	2,9		
	Азот аммонийный, мг/дм <sup>3</sup>	0,20		
	Азот нитратный, мг/дм <sup>3</sup>	0,34		
	Азот нитритный, мг/дм <sup>3</sup>	<0,033		
	Железо общее, мг/дм <sup>3</sup>	0,310		
	Хром (VI), мг/дм <sup>3</sup>	н/обн		
	Медь, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		
	Цинк, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		
	БПК <sub>5</sub> , мг-О/дм <sup>3</sup>	4,22		
	ХПК, мг-О/дм <sup>3</sup>	6,5		
	АПАВ, мг/дм <sup>3</sup>	<0,025		
Взв. вещества, мг/дм <sup>3</sup>	10,0			
Нефтепродукты, мг/дм <sup>3</sup>	0,021			
Фенолы, мг/дм <sup>3</sup>	<0,0005			
Сухой остаток, мг/дм <sup>3</sup>	315,3			
Мониторинговая	рН	7,41		--

скважина №5	Кальций, мг/дм <sup>3</sup>	48,0	Не нормируется	
	Магний, мг/дм <sup>3</sup>	28,8		
	Гидрокарбонаты мг/дм <sup>3</sup>	158,6		
	Карбонаты, мг/дм <sup>3</sup>	<8		
	Хлориды, мг/дм <sup>3</sup>	66,5		
	Сульфаты, мг/дм <sup>3</sup>	61,0		
	Фосфаты, мг/дм <sup>3</sup>	0,065		
	Натрий, мг/дм <sup>3</sup>	29,4		
	Калий, мг/дм <sup>3</sup>	2,1		
	Азот аммонийный, мг/дм <sup>3</sup>	0,14		
	Азот нитратный, мг/дм <sup>3</sup>	0,30		
	Азот нитритный, мг/дм <sup>3</sup>	<0,033		
	Железо общее, мг/дм <sup>3</sup>	0,280		
	Хром (VI), мг/дм <sup>3</sup>	н/обн		
	Медь, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		
	Цинк, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		
	БПК <sub>5</sub> , мг-О/дм <sup>3</sup>	3,57		
	ХПК, мг-О/дм <sup>3</sup>	5,5		
	АПАВ, мг/дм <sup>3</sup>	<0,025		
	Взв. вещества, мг/дм <sup>3</sup>	13,5		
	Нефтепродукты, мг/дм <sup>3</sup>	0,027		
	Фенолы, мг/дм <sup>3</sup>	<0,0005		
	Сухой остаток, мг/дм <sup>3</sup>	373,5		
Мониторинговая скважина №6	pH	7,33	Не нормируется	--
	Кальций, мг/дм <sup>3</sup>	54,0		
	Магний, мг/дм <sup>3</sup>	32,4		
	Гидрокарбонаты мг/дм <sup>3</sup>	170,8		
	Карбонаты, мг/дм <sup>3</sup>	<8		
	Хлориды, мг/дм <sup>3</sup>	77,0		
	Сульфаты, мг/дм <sup>3</sup>	58,6		
	Фосфаты, мг/дм <sup>3</sup>	0,096		
	Натрий, мг/дм <sup>3</sup>	28,4		
	Калий, мг/дм <sup>3</sup>	2,0		
	Азот аммонийный, мг/дм <sup>3</sup>	0,19		
	Азот нитратный, мг/дм <sup>3</sup>	0,50		
	Азот нитритный, мг/дм <sup>3</sup>	<0,033		
	Железо общее, мг/дм <sup>3</sup>	0,256		

	Хром (VI), мг/дм <sup>3</sup>	н/обн		
	Медь, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		
	Цинк, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		
	БПК <sub>5</sub> , мг-О/дм <sup>3</sup>	3,96		
	ХПК, мг-О/дм <sup>3</sup>	6,1		
	АПАВ, мг/дм <sup>3</sup>	<0,025		
	Взв. вещества, мг/дм <sup>3</sup>	8,8		
	Нефтепродукты, мг/дм <sup>3</sup>	0,020		
	Фенолы, мг/дм <sup>3</sup>	<0,0005		
	Сухой остаток, мг/дм <sup>3</sup>	398,8		
Мониторинговая скважина №7	рН	7,48	Не нормируется	--
	Кальций, мг/дм <sup>3</sup>	164,0		
	Магний, мг/дм <sup>3</sup>	98,4		
	Гидрокарбонаты мг/дм <sup>3</sup>	61,0		
	Карбонаты, мг/дм <sup>3</sup>	<8		
	Хлориды, мг/дм <sup>3</sup>	238,0		
	Сульфаты, мг/дм <sup>3</sup>	180,5		
	Фосфаты, мг/дм <sup>3</sup>	0,051		
	Натрий, мг/дм <sup>3</sup>	106,0		
	Калий, мг/дм <sup>3</sup>	7,6		
	Азот аммонийный, мг/дм <sup>3</sup>	0,20		
	Азот нитратный, мг/дм <sup>3</sup>	0,40		
	Азот нитритный, мг/дм <sup>3</sup>	<0,033		
	Железо общее, мг/дм <sup>3</sup>	0,201		
	Хром (VI), мг/дм <sup>3</sup>	н/обн		
	Медь, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		
	Цинк, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		
	БПК <sub>5</sub> , мг-О/дм <sup>3</sup>	3,25		
	ХПК, мг-О/дм <sup>3</sup>	5,0		
	АПАВ, мг/дм <sup>3</sup>	<0,025		
Взв. вещества, мг/дм <sup>3</sup>	7,5			
Нефтепродукты, мг/дм <sup>3</sup>	0,022			
Фенолы, мг/дм <sup>3</sup>	<0,0005			
Сухой остаток, мг/дм <sup>3</sup>	628,8			
Мониторинговая скважина №15	рН	6,95	Не нормируется	--
	Кальций, мг/дм <sup>3</sup>	40,0		
	Магний, мг/дм <sup>3</sup>	26,4		
	Гидрокарбонаты мг/дм <sup>3</sup>	146,4		

	Карбонаты, мг/дм <sup>3</sup>	<8		
	Хлориды, мг/дм <sup>3</sup>	35,0		
	Сульфаты, мг/дм <sup>3</sup>	45,5		
	Фосфаты, мг/дм <sup>3</sup>	0,045		
	Натрий, мг/дм <sup>3</sup>	4,8		
	Калий, мг/дм <sup>3</sup>	0,3		
	Азот аммонийный, мг/дм <sup>3</sup>	0,45		
	Азот нитратный, мг/дм <sup>3</sup>	0,49		
	Азот нитритный, мг/дм <sup>3</sup>	<0,033		
	Железо общее, мг/дм <sup>3</sup>	0,150		
	Хром (VI), мг/дм <sup>3</sup>	н/обн		
	Медь, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		
	Цинк, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		
	БПК <sub>5</sub> , мг-О/дм <sup>3</sup>	4,55		
	ХПК, мг-О/дм <sup>3</sup>	7,0		
	АПАВ, мг/дм <sup>3</sup>	<0,025		
	Взв. вещества, мг/дм <sup>3</sup>	11,5		
	Нефтепродукты, мг/дм <sup>3</sup>	0,029		
	Фенолы, мг/дм <sup>3</sup>	<0,0005		
	Сухой остаток, мг/дм <sup>3</sup>	260,4		
Мониторинговая скважина №11	рН	7,34	Не нормируется	--
	Кальций, мг/дм <sup>3</sup>	30,0		
	Магний, мг/дм <sup>3</sup>	28,8		
	Гидрокарбонаты мг/дм <sup>3</sup>	115,9		
	Карбонаты, мг/дм <sup>3</sup>	<8		
	Хлориды, мг/дм <sup>3</sup>	35,0		
	Сульфаты, мг/дм <sup>3</sup>	62,4		
	Фосфаты, мг/дм <sup>3</sup>	0,029		
	Натрий, мг/дм <sup>3</sup>	5,9		
	Калий, мг/дм <sup>3</sup>	0,4		
	Азот аммонийный, мг/дм <sup>3</sup>	0,45		
	Азот нитратный, мг/дм <sup>3</sup>	0,52		
	Азот нитритный, мг/дм <sup>3</sup>	<0,033		
	Железо общее, мг/дм <sup>3</sup>	0,158		
	Хром (VI), мг/дм <sup>3</sup>	н/обн		
	Медь, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		
	Цинк, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		
БПК <sub>5</sub> , мг-О/дм <sup>3</sup>	1,85			

	ХПК, мг-О/дм <sup>3</sup>	5,2		
	АПАВ, мг/дм <sup>3</sup>	<0,025		
	Взв. вещества, мг/дм <sup>3</sup>	10,9		
	Нефтепродукты, мг/дм <sup>3</sup>	0,019		
	Фенолы, мг/дм <sup>3</sup>	<0,0005		
	Сухой остаток, мг/дм <sup>3</sup>	280,3		
Мониторинговая скважина №12	рН	7,10	Не формируется	--
	Кальций, мг/дм <sup>3</sup>	36,0		
	Магний, мг/дм <sup>3</sup>	21,6		
	Гидрокарбонаты мг/дм <sup>3</sup>	158,6		
	Карбонаты, мг/дм <sup>3</sup>	<8		
	Хлориды, мг/дм <sup>3</sup>	21,0		
	Сульфаты, мг/дм <sup>3</sup>	30,0		
	Фосфаты, мг/дм <sup>3</sup>	0,050		
	Натрий, мг/дм <sup>3</sup>	4,3		
	Калий, мг/дм <sup>3</sup>	0,3		
	Азот аммонийный, мг/дм <sup>3</sup>	0,40		
	Азот нитратный, мг/дм <sup>3</sup>	0,40		
	Азот нитритный, мг/дм <sup>3</sup>	<0,033		
	Железо общее, мг/дм <sup>3</sup>	0,191		
	Хром (VI), мг/дм <sup>3</sup>	н/обн		
	Медь, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		
	Цинк, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		
	БПК <sub>5</sub> , мг-О/дм <sup>3</sup>	4,55		
	ХПК, мг-О/дм <sup>3</sup>	7,0		
	АПАВ, мг/дм <sup>3</sup>	<0,025		
	Взв. вещества, мг/дм <sup>3</sup>	15,0		
	Нефтепродукты, мг/дм <sup>3</sup>	0,045		
Фенолы, мг/дм <sup>3</sup>	<0,0005			
Сухой остаток, мг/дм <sup>3</sup>	272,6			
Мониторинговая скважина №13	рН	7,09	Не формируется	--
	Кальций, мг/дм <sup>3</sup>	32,0		
	Магний, мг/дм <sup>3</sup>	19,2		
	Гидрокарбонаты мг/дм <sup>3</sup>	170,8		
	Карбонаты, мг/дм <sup>3</sup>	<8		
	Хлориды, мг/дм <sup>3</sup>	14,0		
	Сульфаты, мг/дм <sup>3</sup>	25,9		
	Фосфаты, мг/дм <sup>3</sup>	0,031		

	Натрий, мг/дм <sup>3</sup>	15,0		
	Калий, мг/дм <sup>3</sup>	1,0		
	Азот аммонийный, мг/дм <sup>3</sup>	0,38		
	Азот нитратный, мг/дм <sup>3</sup>	0,29		
	Азот нитритный, мг/дм <sup>3</sup>	<0,033		
	Железо общее, мг/дм <sup>3</sup>	0,201		
	Хром (VI), мг/дм <sup>3</sup>	н/обн		
	Медь, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		
	Цинк, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		
	БПК <sub>5</sub> , мг-О/дм <sup>3</sup>	4,29		
	ХПК, мг-О/дм <sup>3</sup>	6,6		
	АПАВ, мг/дм <sup>3</sup>	<0,025		
	Взв. вещества, мг/дм <sup>3</sup>	9,0		
	Нефтепродукты, мг/дм <sup>3</sup>	0,030		
	Фенолы, мг/дм <sup>3</sup>	<0,0005		
	Сухой остаток, мг/дм <sup>3</sup>	266,5		
Мониторинговая скважина №10	рН	7,51	Не нормируется	--
	Кальций, мг/дм <sup>3</sup>	44,0		
	Магний, мг/дм <sup>3</sup>	26,4		
	Гидрокарбонаты, мг/дм <sup>3</sup>	134,2		
	Карбонаты, мг/дм <sup>3</sup>	<8		
	Сульфаты, мг/дм <sup>3</sup>	41,2		
	Фосфаты, мг/дм <sup>3</sup>	0,031		
	Натрий, мг/дм <sup>3</sup>	3,64		
	Калий, мг/дм <sup>3</sup>	0,26		
	БПК <sub>5</sub> , мгО <sub>2</sub> , мг/дм <sup>3</sup>	2,5		
	ХПК, мгОл	7,2		
	Взвешенные вещества, мг/дм <sup>3</sup>	29,2		
	Нефтепродукты, мг/дм <sup>3</sup>	0,035		
	Азот аммонийный, мг/дм <sup>3</sup>	0,21		
	Азот нитритный, мг/дм <sup>3</sup>	<0,033		
	Азот нитратный, мг/дм <sup>3</sup>	0,11		
	Железо общее, мг/дм <sup>3</sup>	0,44		
	Хром (VI), мг/дм <sup>3</sup>	н/обн		
	Медь, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		
	Цинк, мг/дм <sup>3</sup>	<0,05		

СПАВ, мг/дм <sup>3</sup>	<0,025
Фенолы, мг/дм <sup>3</sup>	0,011
Хлориды, мг/дм <sup>3</sup>	42,0
Сухой остаток, мг/дм <sup>3</sup>	284,2

**Вывод:** Пробы воды сравнивались с перечнем предельно-допустимых концентрации (ПДК) и ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ) вредных веществ, для воды рыбохозяйственных водоемов. По результатам химического анализа поверхностной воды повышению по нормам ПДК не обнаружено.

### 3.4 Почвенный покров

Рассматриваемая территория расположена в подзоне светло-каштановых почв. Почвообразующими породами служат легкие суглинки и супеси, реже средние суглинки, на которых формируются бурые почвы, часто в комплексе ли в сочетании с такырами и солончаками под солянково-полынной, с редкими эфемерами растительностью.

Для данной территории характерна комплексность почвенного покрова, где в основном представлены сочетания разновидностей светло-каштановых различной степени засоленности. Светло каштановые почвы являются зональными и занимают большие площади на территории.

Почвообразующими породами служат элювиально-делювиальные отложения различного механического состава, как незаселенные, так засоленные в различной степени. По механическому составу выделяются легко и среднесуглинистые разновидности. Среди фракций в легкосуглинистых почвах доминируют фракции мелкого песка (0,25-0,05мм).

Пойменные луговые светло-каштановые почвы получили ограниченное распространение, встречаются одним контуром по сухому руслу реки Атжаксы. Солонцы светло-каштановые средние – выделяются как однородными контурами, так и небольшими пятнами среди светло каштановых солончаковатых и солончаковых, лугово-светлокаштановых солончаковых почв, часто образуя комплексы. Формируются в долине реки Атжаксы и по волнистой равнине. Почвообразующими породами служат засоленные глины и суглинки. По механическому составу эти почвы легко и среднесуглинистые.

### 3.5 Растительный покров

Рассматриваемая территория в основном формируются сообщества с доминированием плотнoderновинных злаков: типчака (*Festuca valesiaca*, *F.beckerii*) и ковыля-тырсы (*Stipa sareptana*). Субдоминантами выступают дерновинные злаки (*Stipa capillata*, *Koeleria gracilis*, *Agropyron flagile*) и полыни (*Artemisia lerchiana*, *A.austriaca*). В составе сообществ часто присутствует значительная доля ксерофитного пустынно-степного разнотравья (*Potentilla bifurca*, *Dianthus lptopetalus*, *Linosyris tatarica*, *Taracetum millefolium*). В оврагах и логах присутствует ярус кустарников с доминированием таволги (*Spiraea hypericifolia*), караганы кустарниковой (*Caragana frutex*).

Эти сообщества отличаются высокой видовой насыщенностью. На светло-каштановых супесчаных почвах преобладают тырсово-ковыльковые (*Stipa lessindiana*, *S.capillata*), еркеково-тырсыковые (*Stipa sareptana*, *Agropyron flagile*), житняково-тырсыковые (*Stipa sareptana*, *Agropyron cristatum*) сообщества. На эродированных и перевыпасаемых участках в этих сообществах доминирует полынь Лерховская (*Artemisia lerchana*). Видовое разнообразие сообществ низкое 8-10 видов. Из разнотравья обычны молочай Сегиеровский (*Euphorbia sequierana*), цмин песчаный (*Helishrisum arenarium*),

полынь песчаная (*Artemisia arenaria*), тысячелистник обыкновенный и тысячелистник мелкоцветковый (*Achillea millefolium*). К полугидроморфным местообитаниям в понижениях рельефа приурочены лугово-степные сообщества: вострецовые (*Agropyron ramosum*), пырейные (*Elytrigia repens*) с разнотравьем (*Galium verum*, *Thalictrum minus*, *Tragopogon stepposum*). В весенний период в степных экосистемах развита синузия эфемеров (*Poa bulbosa*, *Ceratocephalus orthoceras*, *Lappula patula*). Среди редких видов в составе растительных сообществ в районе работ могут присутствовать редкие виды тюльпанов (*Tulipa biebersteiniana*, *T. biflora*, *T. schrenkii*), один из которых – Тюльпан Шренка (*Tulipa schrenkii*) занесен в Красную книгу Республики Казахстан.

### 3.6 Животный мир

Животный мир исследуемой территории богат и разнообразен и представлен 2 видами земноводных, 20 видами пресмыкающихся, 227 видами птиц 40 видами млекопитающих.

В Мугалжарском районе встречаются дикие животные, являющиеся охотничьими видами, в том числе: волк, лисица, корсак, норка, барсук, заяц, кабан и грызуны, из птиц утка, гусь, лысуха и куропатка. Виды птиц, занесенных в Красную книгу Республики Казахстан: степной орнл, сова и стрепет. В весенне-осенний период, т.е. во время перелета птиц, возможна встреча лебедя-кликун и серого журавля.

Фауна земноводных и пресмыкающихся обеднена в силу экологических условий. Так, с одной стороны это бедность территорий поверхностными водами и засоленные твердые суглинки с галькой и с другой стороны – это резко континентальный климат в сочетании с выровненным рельефом, усугубляющим суровость климата, особенно во время зимовок. Земноводные в исследуемом районе представлены двумя видами жаб – зеленой и серой и озерной лягушкой. Способность жаб переносить значительную сухость воздуха, использовать для икрометания временные водоемы и ночной образ жизни позволяют им заселить территорию, удаленную от водоемов. Пресмыкающиеся представлены 15 видами, что составляет 30,6% от герпетофауны Республики Казахстан.

Из широко распространенных видов на участках, прилегающих к месторождению, т.е. на участках со слабым антропогенным воздействием, наиболее многочисленными из ящериц являются степная агама, такырная круглоголовка и разноцветная ящурка. Из змей наиболее многочисленны обыкновенный и водяной уж и узорчатый полоз. Таким образом, исследуемая территория заселена пресмыкающимися и земноводными неравномерно.

Орнитофауна территории экологических изысканий весьма разнообразна и насчитывает около 203 видов птиц, что составляет 41,4% орнитофауны республики.

Исторически исследуемый район служит местом пролета и кратковременных остановок птиц во время весенне-осенних миграций. На зимовке регулярно встречаются 6 видов: филин, белая сова, беркут, черный и рогатый жаворонки, домовый воробей. В мягкие зимы состав зимующих птиц расширяется за счет вороновых (сорока, галка, грач, серая ворона). Наиболее разнообразен состав пролетных птиц – 142 вида весной и 74 вида осенью. Весенние миграции птиц водно-болотного комплекса проходят с середины марта до середины мая, наиболее интенсивно в конце апреля.

Причем основная масса мигрантов этой группы придерживается узкой полосы русла реки. Помимо птиц водно-болотного комплекса в период миграции в полосе пойменного леса в заметном количестве отмечены дендрофильные птицы (дроздовые, славковые, вьюрковые).

Для снижения негативного воздействия на животных и на их местообитания при проведении работ по размещении объектов инфраструктуры, складировании производственно-бытовых отходов и в период бурения скважин:

- необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор и избегать их уничтожения или разрушения.

- учитывая, что на территории планируемых работ большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторые виды птиц ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижения автотранспорта в ночное время.

- при планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать вне дорожных передвижений автотранспорта.

- важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.).

- на весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

## 4 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ СФЕРА И ЭКОНОМИКА РЕГИОНА

### 4.1 Социально-экономические условия района

Район исследования находится на территории Мугалжарского района Актюбинской области Республики Казахстан. Областной центр г. Актобе находится на расстоянии 215 км. на северо-восток. Административным центром Мугалжарского района является г. Кандыгаш. Территориальное размещение населенных пунктов не равномерное, в основном они расположены вдоль железной дороги (Алматы-Москва, Атырау-Орск), автомобильных дорог. На территориях районов находятся железнодорожные станции Эмба, Кандыгаш, Шубаркудук, где расположены предприятия, обслуживающие работу железной дороги по территории района.

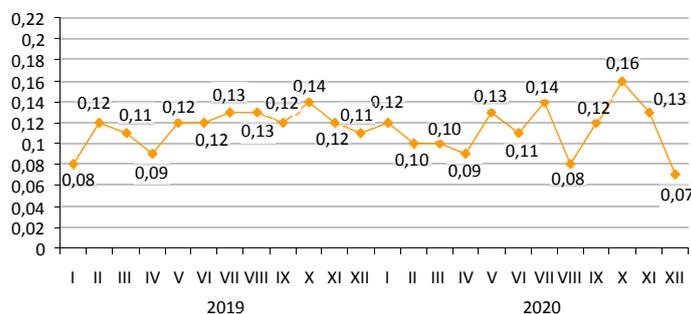
*Актюбинская область* обладает уникальной минерально-сырьевой базой. Полезные ископаемые – это основной потенциал области, обеспечивающий бюджет стабильными доходами, а также важными деловыми партнерскими отношениями со странами СНГ и Дальнего Зарубежья.

*Мугалжарский район* расположен к юго-западу от г. Актобе, районный центр – г. Кандыгаш. Площадь района равна 27,9 тыс. км<sup>2</sup>. Количество населенных пунктов 42, количество сельских администраций – 12.

#### Демография

Численность населения определяется при переписи. В период между переписями данные о численности и возрастно-половом составе населения получают расчетным путем, опираясь на данные переписи и текущего учета движения населения.

Численность населения области на 1 января 2020г. составила 902,6 тыс. человек, в том числе городского 568,5 тыс. человек, сельского 334,1 тыс. человек. По сравнению с 1 января 2019г. численность населения увеличилась на 11,9 тыс. человек или на 1,39%.



**Рисунок 4.1.1 – Изменение темпов прироста численности населения**

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам за III квартал 2020г. составила 128563 тенге. Прирост к соответствующему периоду 2019г. составил 7,5%. Индекс реальной заработной платы к III кварталу 2020г. составил 103%.

Численность населения Мугалжарского района составляет – 71 153 человек, число родившиеся 1836 человек.

Текущие оценки на начало года рассчитываются на основании итогов последней переписи населения, к которым ежегодно прибавляются числа родившихся и прибывших на данную территорию и из которых вычитаются числа умерших и выбывших с данной территории. Текущие оценки численности населения за прошедшие годы уточняются на основании итогов очередной переписи.

Актюбинская область относится к основным нефтедобывающим регионам Республики Казахстан и имеет довольно высокий промышленный потенциал. В выпуске товарной продукции доля промышленности в области выше, чем в целом по стране.

На территории района находятся богатые нефтью и газом месторождения Жанажол, Кенкияк и Алибекмола, что способствует развитию горнодобывающей промышленности.

В январе 2020г. промышленной продукции произведено на 157 млрд. тенге, в том числе в горнодобывающей и обрабатывающей отраслях – соответственно на 80,9 и 47,5 млрд. тенге, в электроснабжении, подачи газа, пара и воздушного кондиционирования – на 8,8 млрд. тенге, в водоснабжении, канализационной системе, контроле над сбором и распределением отходов – на 0,8 млрд. тенге.

Основные виды производимой промышленной продукции: нефть, газ нефтяной попутный, строительный камень, природные пески, галька, гравий, щебень, продукты переработки нефти, мясо, хлеб, электроэнергия.

**Таблица 3.4.1- Основные показатели работы промышленности по Мугалжарскому району**

	<b>Январь 2020г., млн. тенге</b>	<b>Январь 2020г. в % к январю 2019г.</b>	<b>Январь-2020г. в % к январю 2019г.</b>
Промышленность	33 117,2	102,5	97,2
Сельское хозяйство	675,7	102,6	101,4
Строительство	281,6	80,0	100,1
Инвестиции в основной капитал	1 562,6	109,3	37,8
Ввод жилья, кв. метров	1 456	101,0	126,5
Розничная торговля	331,9	102,3	102,1

Ко всем категориям хозяйств относятся сельхозпредприятия, крестьянские (фермерские) хозяйства и хозяйства населения.

Сельскохозяйственные предприятия – юридические лица с основным видом деятельности в сфере сельского хозяйства. Местные единицы-подразделения юридических лиц в форме подсобных хозяйств, основным видом деятельности которых является производство сельскохозяйственной продукции.

Валовый выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе 2020г. составил – 9402 млн. тенге, из них валовая продукция животноводства – 8279,6 млн. тенге, валовая продукция растениеводства – 1122,4 млн. тенге.

**Таблица 3.4.2 - Сельское хозяйство Актюбинской области**

	<b>Единица измерения</b>	<b>Январь 2020г.</b>	<b>В процентах к соответствующему периоду 2019г.</b>
<b>Численность основных видов скота и птицы*</b>			
Крупный рогатый скот	тыс. голов	456,1	107,4
Овцы	тыс. голов	942,3	102,7
Козы	тыс. голов	136,1	107,4
Свиньи	тыс. голов	58,4	110,9
Лошади	тыс. голов	124,8	112,5
Птица	тыс. голов	1 287,3	95,8
<b>Производство основных видов продукции животноводства</b>			
Забито в хозяйстве или реализовано на убой скота и птицы (в живом весе)	тыс. тонн	10,2	103,7
Надоемо молока коровьего	тыс. тонн	5,4	103,8
Получено яиц куриных	млн. штук	20,0	110,3
Настрижено шерсти овечьей	тонн	-	-
<b>Продуктивность скота и птицы</b>			
Средний надой молока на одну дойную корову	кг	43	102,4
Средний выход яиц на одну курицу-несушку	штук	22	104,8
Средний настриг шерсти с одной овцы	кг	-	-

Продукция растениеводства включает стоимость продуктов, полученных из урожая данного года, стоимость выращивания молодых многолетних насаждений и изменение стоимости незавершенного производства от начала к концу года.

Объем строительно-монтажных работ по сравнению с январем 2019г. увеличился на 12,9% и составил 4212,1 млн. тенге. Объем строительных работ по капитальному ремонту по сравнению с январем 2019г. увеличился на 42,5%, а по текущему ремонту уменьшился на 68,9%.

Наибольший удельный вес в общем объеме строительных работ занимали работы по строительству шахт, объем которых составил (1635,9 млн. тенге), строительство прочих инженерных сооружений, не включенных в другие группировки (1458,5 млн. тенге), строительство жилых зданий (293,8 млн. тенге), строительство прочих распределительных инженерных сооружений (224,3 млн. тенге) и строительство нежилых зданий, за исключением стационарных торговых объектов категории 1,2 (155,8 млн. тенге).

В январе 2020г. на строительство жилья направлено 5327,6 млн. тенге. В общем объеме инвестиций в основной капитал доля освоенных средств в жилищном строительстве составила 22,3%.

Основными источниками финансирования жилищного строительства в январе 2020г. являются собственные средства застройщиков, удельный вес которых составляет 78,9%.

#### *Жилищное строительство.*

В январе-октябре 2021г. на строительство жилья было направлено 85995 млн. тенге, что на 12,2% больше, чем в январе-октябре 2020г.

В январе-октябре 2021г. было введено в эксплуатацию 766802 кв. м. общей площади жилых зданий.

Из общего количества жилых зданий введено в эксплуатацию индивидуальных домов - 2358, многоквартирных - 39, организациями всех форм собственности построено 5046 квартир.

Средние фактические затраты на строительство 1 кв.м. общей площади жилых зданий в январе-октябре 2021г. составили 95,7 тыс. тенге и в жилых домах, построенных индивидуальными застройщиками – 88,5 тыс. тенге.

## 5 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА

Раздел охраны окружающей среды» (РООС) выполнен на основе исходных данных Заказчика и согласно проекту «Индивидуальный технический проект на строительство вертикальной оценочной скважины У-6, на КТ-II и Девон на месторождении Урихтау на правом берегу р.Жем», который расположен Мугалжарском районе Актюбинской области Республики Казахстан.

Строительство эксплуатационной скважины будет осуществляться с помощью буровой установки грузоподъемностью не менее 450тн (типа БУ ZJ-70 или ее аналога) с ВСП. Буровая установка должна иметь 4-х ступенчатую систему очистки, которая обеспечит соблюдения проектных параметров промывочной жидкости, тем самым обеспечивая минимальное воздействие промывочной жидкости на проницаемые (продуктивные) пласты.

Основные проектные данные следующие: Проектная коммерческая скорость бурения составляет 612,06 м/ст. месяц.

Общая продолжительность строительства скважины – 690,35 сут., с учетом монтажа БУ, бурения, крепления и освоения.

Целью бурения проектируемой скважины является оценка промышленной продуктивности карбонатной толщи КТ-II и Девон.

Проектная глубина – 5500м ( $\pm 250$ ).

Установка оснащена современным основным и вспомогательным буровым оборудованием, средствами механизации, автоматизации и контроля технологических процессов, удовлетворяет требованиям техники безопасности и противопожарной безопасности, требованиям охраны окружающей природной среды.

Основными факторами, позволяющими достичь высоких технико-экономических показателей бурения, являются: выбор рациональной конструкции скважин, применение эффективных передовых технологий, применение качественного полимерного бурового раствора.

Исходя из горно-геологических условий разреза для обеспечения надежности, технологичности и безопасности предлагается следующая конструкция скважины:

Направление  $\varnothing 508\text{мм} \times 0-350\text{м}$

Кондуктор  $\varnothing 339,7\text{мм} \times 0-800\text{м}$

Промежуточная колонна  $\varnothing 250,83\text{мм} \times 0-2480\text{м}$

Эксплуатационная колонна  $\varnothing 177,8\text{мм} \times 0-4700\text{м}$

Эксплуатационная хвостовик  $\varnothing 127,0\text{мм} \times 4600-5500\text{м}$

Бурильная колонна  $\varnothing 127,0\text{мм}$  и  $\times \varnothing 88,9\text{мм}$

**Продолжительность проведения работ.** Процесс ведения работ одной скважины будет состоять из следующих этапов (всего 690,35 дней):

- строительно-монтажные работы – 15,0 суток;
  - подготовительные работы к бурению – 6,0 суток;
  - бурение и крепление – 269,58 суток;
  - испытание объектов – 399,77 суток;
- в том числе:
- в открытом стволе (МДТ) – 6,96 суток;
  - в эксплуатационной колонне – 392,81 суток.

**Таблица 5.1 - Общие сведения о конструкции скважины**

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска*, м	
		по вертикали	
		от (верх)	до (низ)
1	2	3	4
Направление	508,0 мм	0	350
Кондуктор	339,7 мм	0	800
Промежуточная	250,8 мм	0	2480
Эксплуатационная колонна (с надставкой)	177,8 мм	2300	4700
	177,8 мм	0	2300
Эксплуатационный хвостовик	127,0 мм	4600	5500

**Примечание:** Глубины спуска обсадных колонн будут корректироваться по результатам данных бурения.

### 5.1 Геологические характеристики месторождения

**Таблица 5.2 - Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов**

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град	азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7
0	323	Четвертичный+ Мел	Q+K	1	0	1,22
323	488	Юра	J	1	0	1,22
488	783	Триас	T	3,5	0	1,20
783	2368	Нижняя пермь (кунгурский ярус)	P <sub>1</sub> k	7,5	287,21	1,20
2368	2493	Нижняя пермь (сакмарский + артинский ярус)	P <sub>1</sub> ar+s	13	287,21	1,15
2493	2633	Карбонатная толща КТ-I,	C <sub>3</sub> g	17	287,21	1,15

2633	2753	верхний карбон	C <sub>3k</sub>	17	287,21	1,10
2753	2888		C <sub>2m<sub>2</sub></sub>	17	287,21	1,10
2888	2928	Межкарбонатная терригенная толща МКТ, средний карбон	C <sub>2m<sub>2</sub></sub>	5-10	210	1,17
2928	3178	Карбонатная толща КТ-II, нижний карбон	C <sub>2m<sub>1</sub></sub>	5-10	210	1,20
3178	3448		C <sub>2b</sub>	5-10	210	1,20
3448	3978		C <sub>1s</sub>	5-10	210	1,20
3978	4667	Терригенная толща нижнего карбона	C <sub>1t+v</sub>	5-10	210	1,20
4667	5500	Девон верхний+ средний	D <sub>2+3</sub>	5-10	210	1,20

Таблица 5.3 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратигра- фического подразделе- ния	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q+K	0	323	Глины	55	Глины серые не известковистые, пески, песчаники, алевролиты и мергели. Мергели зеленовато-серые, темно-красные, коричневые
			Песчаники	35	
			Алевролиты	5	
			Мергели	6	
			Пески	2	
J	323	488	Глины	89	Глины серые, светло-серые, алевролитистые, вязкие, мягкие, не известковистые. Алевролиты серые, голубовато-серые, кварцевые, микрозернистые слабо крепкие. Угли черные, слоистые, средне плотные.
			Алевролиты	9	
			Уголь	2	
T	488	783	Глины	65	Глины коричневато-красные, песчанистые, вязкие, слабой-плотности, пластичные, слабо-известковистые, с редкими включениями ОРД.
			Гравелиты	20	
			Алевролиты	5	
			Песчаники	5	

			Аргиллиты	5	Гравелиты разноцветные, полимиктовые, разнозернистые, плохо окатанные, интенсивно разрушены до отдельных зерен, с включениями пирита и кристаллического карбоната. Алевролиты серые, голубовато-серые, кварцевые, микрозернистые, на глинистом цементе, слабо крепкие. Песчаники светло-серые, полимиктовые, средне-мелкозернистые. Аргиллиты темно-серые, серые, слабо известковистые, алевритистые, плотные, средне крепкие.
P <sub>1</sub> k	783	2368	Аргиллиты	50	Аргиллиты темно-серые, серые, слабо известковистые, алевритистые, плотные, средне крепкие. Галиты полупрозрачные, крупнокристаллические, массивные, средне крепкие. Ангидриты светло-серые, белые, пелитоморфные, плотные, крепкие. Мергели глинистые, светло-серые, пятнистые, плотные, крепкие. Алевролиты серые, зеленовато-серые, слюдисто-кварцевые, слабо известковистые, средне-крепкие. Песчаники светло-серые, полимиктовые, средне-мелкозернистые.
			Галиты	30	
			Ангидриты	14	
			Мергели	3	
			Алевролиты	2	
			Песчаники	1	
P <sub>1</sub> ar+s	2368	2493	Аргиллиты	90	Аргиллиты темно-серые, серые, слабо известковистые, алевритистые, плотные, средне крепкие. Известняки светло серые, грязно-белые, скрытокристаллические, без видимой пористости, средне крепкие. Ангидриты светло-серые, белые, пелитоморфные, плотные, крепкие.
			Известняки	5	
			Ангидриты	5	
C <sub>3</sub> g+k+C <sub>2</sub> m <sub>2</sub> (КТ-I)	2493	2888	Известняки	85	Известняки глинистые, белые, светло-серые, серые, скрытокристаллические, массивные, слабо крепкие, слабо плотные, местами рыхлые. Доломиты серые, светло-коричневые, скрытокристаллические, крепкие, плотные. Аргиллиты серые, зеленовато-серые, известковистые, слабо пиритизированные, плотные, средне крепкие.
			Доломиты	10	
			Аргиллиты	5	
C <sub>2</sub> m <sub>2</sub> (МКТ)	2888	2928	Аргиллиты	58	Аргиллиты серые, темно-серые, известковистые, плотные, средне крепкие. Известняки глинистые, светло-серые, серые, скрытокристаллические, массивные, слабо крепкие, слабо плотные, плотные.
			Известняки	42	

1	2	3	4	5	6
---	---	---	---	---	---

C <sub>2</sub> m <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> b+ C <sub>1</sub> s (КТ-II)	2928	3978	Известняки	97	Известняки светло-серые, серые, белые, скрытокристаллические, массивные, средне- крепкие, крепкие, плотные. Известняки доломитистые темно-серые, серые, до белых, скрытокристаллические, местами разнокристаллические, массивные, средне-крепкие, крепкие, плотные. Доломиты серые, светло- коричневые, скрытокристаллические, крепкие, плотные.
			Доломиты	3	
C <sub>1</sub> t+v	3978	4667	Аргиллиты	46	Аргиллиты темно-серые, редко серые, массивные, плотные, известковистые, однородные, крепкие. Алевролиты светло серые, кварцевые, мягкие, слоистые, хрупкие, слабоизвестковистые. Песчаники зеленовато-серые, полимиктовые, мелко-среднезернистые, с плохोकатанными и отсортированными зернами. Известняки светло-серые, серые, белые, скрытокристаллические, массивные, средне- крепкие, крепкие, плотные. Мергели тёмно-серые, серые, глинистые, плотные, масивные, слабо крепкие, пластичные.
			Алевролиты	45	
			Песчаники	5	
			Известняки	2	
D <sub>2+3</sub>	4667	5500	Известняки	94	Известняки в основном светло-серые, местами буровато-серые, микро-мелкокристаллические, органогенные, трещиноватые, от средне крепких до крепких. Алевролиты серые, темно-серые, мелкозернистые, кварцевые, базальные, крепкие. Аргиллиты темно-серые, алевритистые, массивные, плотные, известковистые, крепкие, с единичными включениями белого известняка.
			Алевролиты	3	
			Аргиллиты	3	

Таблица 5.4 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость, кгс/мм <sup>2</sup>	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм <sup>2</sup>	Гидратационное разуплотнение (набухание) породы
	от (верх)	до (низ)															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Q+K	0	323	Глины	750	5-30	0,01-2,5	10-95	0-10	0-5	3	10-20	1-3	II-III	Мягкая	0,17-0,45	0,1-3,9	Нет данных
			Песчаники														
			Алевролиты	1800	5-30	0,01-2,5	10-95	0-10	0-5	1,0-4	10-15	1-3	II-III	Средняя	0,17-0,45	0,1-3,9	Нет данных
			Мергели														
Пески																	
J	323	488	Глины	2307	5-15	0,001-0,5	10-90	2-90	0-20	1,5-4	28-125	3-4	V-VI	Мягкая, средняя	0,25-0,5	0,1-4,2	То же
			Алевролиты														
			Уголь														
T	488	783	Глины	2400	5-15	0,001-0,5	10-95	2-80	10-50	1,8-4	50-125	3-4	V-VI	Средняя	0,25-0,5	0,1-4,6	То же
			Гравелиты														
			Алевролиты														
			Песчаники														
Аргиллиты																	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
P <sub>1k</sub>	783	2368	Аргиллиты	2200	13	0,1	10-20	2-80	90	1-4	30-110	1-4	III-VI	Средняя, твердая	0,25-0,5		То же
			Галиты														

			Ангидриты														
			Мергели														
			Алевролиты														
			Песчаники														
P <sub>1ar+s</sub>	2368	2493	Аргиллиты	2500	10-15	0,001 -0,5	10-90	2-90	10-80	1,5-4	30-110	1-4	III-VI	Мягкая, средняя	0,25- 0,5		То же
		Известняки															
		Ангидриты															
C <sub>3g+k+C<sub>2</sub>m<sub>2</sub></sub> (КТ-I)	2493	2888	Известняки	2600	10-15	0,001 -0,5	0-10	2-90	10-50	1,5-4	80-240	1-4	III-VI	Средняя, твердая	0,25- 0,5		то же
		Доломиты															
		Аргиллиты															
C <sub>2m<sub>2</sub></sub> (МКТ)	2888	2928	Аргиллиты	2600	10-15	0,001 -0,5	0-10	2-90	10-30	1,5-4	80-240	1-4	III-VI	Средняя, твердая	0,25- 0,5		то же
		Известняки															
C <sub>2m<sub>1</sub>+C<sub>2b+</sub></sub> C <sub>1s</sub> (КТ-II)	2928	3978	Известняки	2500	5-20	100	0-10	50-80	10-30	1-2	90-200	3	II-III	Средняя	0,25- 0,28	4,4 – 4,8	то же
		Доломиты															
C <sub>1t+v</sub>	3978	4667	Аргиллиты	2600	10-15	0,00 1-0,5	0-10	10-40	10-30	1-2	90-200	3	II-III	Средняя	0,25- 0,28	4,4 – 4,8	то же
		Алевролиты															
		Песчаники															
		Известняки															
		Мергели															
D <sub>2+3</sub>	4667	5500	Известняки	2500	5-20	100	0-10	95-98	10-40	1-2	90-200	3	II-III	Средняя	0,25- 0,28	4,4 – 4,8	то же
		Алевролиты															
		Аргиллиты															

Таблица 5.5 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс	Интервал	Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость	Содержание	Дебит	Параметры растворенного газа
--------	----------	----------------	------------------------------	------------	------------	-------	------------------------------

	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации			парафина, % по весу		газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	содержание H <sub>2</sub> S, %	содержание CO <sub>2</sub> , %	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости 1/МПа	давление насыщения в пластовых условиях, Мпа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
C <sub>3g+k+</sub> C <sub>2m2</sub> (КТ-I)	2753	2888	Порово-трещин.	0,6403	0,819	0,04	0,59	7,4	10-80	275	2,72	1,54	0,733	0,85	27,9
C <sub>2m1+</sub> C <sub>2b+</sub> C <sub>1s</sub> (КТ-II)	3448	3978	Порово-каверн.	0,607	0,803	0,0086	0,56	2,3	111	249,5	5,02	0,64	0,835	30,30E-4	28,44
D <sub>2+3</sub>	4963	5374	Порово-каверн.	0,739	0,78	0,03	2,5	4,2	73	200	-	1,09	0,7	0,001	26,5

**Примечание:** Интервалы нефтеносности будут уточняться Заказчиком по результату интерпретации результатов ГИС.

Таблица 5.6 – Газоносность

Индекс страти-графического	Интервал, м	Тип коллектора	Состояние (газ, конд)	Содержание	Содержание угле	Относительная плотность	Коэффициент сжатия	Свободный	Плотность газоконденсата, г/см <sup>3</sup>	Фазовая проница-
-------------------------------	-------------	-------------------	--------------------------	------------	--------------------	----------------------------	-----------------------	-----------	---	---------------------

подраз- деления											в пласто- вых усло- виях	на устье скв.	емость, мдарси
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
$C_3g+k+$ $C_2m_2$ (КТ-I)	2500	2753	Порово- каверн.	Газ + конденсат	2,67	0,81	0,931	0,8772	100-220	0,70762	0,783	14,7	
$C_2m_1+C_2b+ C_1s$ (КТ-II)	2928	3448	Порово- трещин.	Газ, конденсат	0,35	0,99	0,979	1,23	219	0,770	0,780	14,7	
$D_{2+3}$	4667	5374	Порово- каверн.	Газ, конденсат	До 6%	0,99	0,979	1,23	307	0,770	0,780	14,7	

## 5.2 Этапы проведения бурения скважины

### Виды работ при строительстве скважины

**Строительно-монтажные работы** включают:

- обустройство площадки под буровое оборудование;
- работы по созданию фундамента под оборудование и монтажа бурового оборудования, строительству привышечного сооружения и емкостей для сбора отходов бурения.

В районе работ бурения обеспечивают устройство площадок для монтажа узлов оборудования, производят сбор готовых стеллажей для труб, с креплением на болтах и гайках. После выполнения указанных работ подтаскивают тракторами и подносят краном механизмы, оборудование, детали крупноблочного оборудования, строительные и монтажные материалы.

**Подготовительные работы к бурению** состоят из следующих видов работ:

- стыковка технологических линий;
- проверка работоспособности оборудования.

**Бурение и крепление скважины.** Бурение и крепление скважины включает ряд операций:

- спуск бурильных труб с породоразрушающим инструментом в скважину;
- разрушение породы забоя; наращивание бурильного инструмента по мере углубления скважины;
- промывку забоя скважины буровым раствором с целью выноса разрушенной породы из скважины;
- крепление стенок скважины при достижении определенной глубины обсадными трубами, с последующим цементированием пространства между стенкой скважины и спущенными трубами.

Тип бурового раствора и его рецептура подобраны, исходя из горно-геологических условий ствола скважины, а также их наименьшего, отрицательного воздействия на атмосферу, почву и подземные воды.

Буровой раствор готовится и обрабатывается химреагентами в блоке приготовления с помощью гидроворонки. Из блока приготовления буровой раствор поступает в циркуляционную систему.

Промывка скважин производится по замкнутой циркуляционной системе: скважина – металлические желоба – блок очистки – приемные емкости – насос буровой – манифольд (труба) – скважина.

**Крепление скважины** обсадными колоннами согласно проектным данным должно производиться в соответствии с «Инструкцией по креплению нефтяных и газовых скважин» и с «Инструкцией по испытанию скважин на герметичность».

Скважины укрепляют обсадными колоннами для предохранения стенок скважины от обрушения и образования каверн, для изоляции водоносных горизонтов и ограничения тех участков скважины, где могут неожиданно встретиться какие-либо проявления нефти и газа.

Исходя из горно-геологических условий, при достижении определенной глубины предусматривается крепление скважины обсадными колоннами и цементирование заколонного пространства.

**Цементирование скважин.** Цементирование нефтяных и газовых скважин – один из наиболее ответственных этапов их строительства. Высокое качество цементирования скважин включает два понятия: герметичность обсадной колонны и герметичность цементного кольца за колонной. На качество цементировочных работ оказывают влияние статическое и динамическое напряжение сдвига бурового раствора, его вязкость, в качестве

стабилизатора и используемый для регулирования показателя фильтрации буровых растворов.

### 5.3 Буровые растворы

Программа по буровым растворам разработана с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважины. Основными проблемами при бурении скважины могут быть:

- поглощение (полное или частичное) бурового раствора в процессе бурения;
- осыпи и обвалы, кавернообразования;
- прихватоопасность.

Решения:

- для недопущения поглощений бурового раствора, которые могут быть при бурении продуктивных отложений, необходимо вести строгий контроль за его плотностью, реологическими показателями и уровнем раствора в рабочих емкостях;

- в случае возникновения поглощений, необходимо в раствор вводить кислоторастворимые наполнители;

- для недопущения нефтегазопроявлений требуется точное и непрерывное слежение за технологическими показателями бурового раствора и уровнем раствора в рабочих емкостях;

- с целью предупреждения осыпей стенок скважины, кавернообразования и прихватов бурильной колонны, необходимо использовать ингибированные системы буровых растворов.

Примечание:

- 1) вместо реагентов, предусмотренных проектом, возможно использование других реагентов идентичных по своему назначению, производимых другими фирмами;

- 2) во время бурения скважины, в случае необходимости, рецептуру обработки бурового раствора можно скорректировать.

#### 5.3.1 Контроль качества и подготовка бурового раствора

Учитывая возможные проблемы в процессе бурения скважины и методы их устранения, необходимо обеспечить жесткий контроль за химическими и геологическими свойствами бурового раствора. В связи с этим все основные параметры должны измеряться 3-4 раза в сутки, кроме, плотности через 10-15 минут (при нефтегазопроявлениях через 5 минут) и условной вязкости через 10-15 минут. Результаты анализа бурового раствора должны сообщаться в буровое управление.

Особые требования предъявляются к системе контроля за содержанием твердой фазы в буровом растворе и ее регулированию, для чего циркуляционная система буровой установки должна быть оснащена самым современным оборудованием для очистки его и регулирования содержания в нем твердой фазы. При использовании ингибированных систем бурового раствора вибросита должны быть оснащены сетками соответствующими вскрытому разрезу. Правильное использование системы очистки бурового раствора от выбуренной породы позволит обеспечить поддержание запроецированных параметров и позволит сократить затраты на его обработку (минимальное разбавление).

Типы и параметры буровых растворов приведены в таблице 5.7.

Таблица 5.7-Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал (по стволу), м		Параметры бурового раствора													
	от (верх)	до (низ)	плотность, кг/м <sup>3</sup>	условная вязкость, сек	водоотдача см <sup>3</sup> /30 мин	СНС, фунт/100фут <sup>2</sup>		Корка, мм	содержание твердой фазы, % (об.)			рН	минерализация по Са <sup>2+</sup> , мг/л, не более	пластическая вязкость, сантипуазах	динамическое напряжение сдвига, фунт/100фут <sup>2</sup>	плотность до утяжеления, кг/м <sup>3</sup>
						1 мин	10 мин		(активной)	песка	всего					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
бentonитовый	0	350	1080-1100	25 -30	-	-	-	-	-	< 2	< 8	8 - 9	-	-	-	-
Ингибирующий полимерный	350	800	1210-1230	40 - 45	6-8	3-4	8-10	< 1	<3,0	< 1	< 8	8 - 9	120	8-10	10-12	1100
Соленасыщенный полимерный	800	2480	1400-1460	50-55	5-7	7-8	15-18	< 1	<3,0	< 1	≤ 18	9	120	20-22	10-12	1230
Ингибирующий полимерный	2480	4700	1460-1530	45 - 50	3-4	6-8	12-15	0,5	≤3,0	≤ 0,5	< 10	9 - 9,5	120	14-16	14-16	1460
Ингибирующий полимерный	4700	5500	1680-1700	50-55	3-4	10-12	22-24	0,5	≤3,0	≤ 0,5	≤ 21	9 - 9,5	120	16-18	12-14	1530

**Примечание:** плотности бурового раствора подобраны с учетом недопущения осложнений в процессе проводки скважины, в виде сужений, осыпи и обвалов стенки ствола.

Таблица 5.8 - Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал (по стволу), м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, кг/м <sup>3</sup>	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Плотность кг/м <sup>3</sup>	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м <sup>3</sup>
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	350	Бентонитовый	1080-1100	-	Каустическая сода	2000	-			2,0
						Кальцинированная сода	2500	-	-		2,0
						Бентонит	2600 - 2700	-	-	ПБМБ	40,0
						Тех. вода	1020	-	-	-	1023,0
						Неферментирующийся крахмал		-	-	-	11,0
2	350	800	Ингибирующий полимерный	1210-1230	нет	Сода каустическая	2000	-	-		2
						Сода кальцинир.	2500	-	-		2
						Модиф.крахмал	1500	-	-	импорт	10
						ПАЦ НВ	880				5
						ПАЦ ВВ	860	-	-	-	3
						Разжижитель	1010	-	-	-	3
						Ксантановая смола	800	-	-		1,5
						Пеногаситель	950	-	-		0,3
						Бактерицид	1060	-	-		0,2
						Смазывающая добавка		-	-	импорт	20
						Карбонат Кальция	2700	-	-	-	199
						ЧГПА	1200	-	-	-	3
						Хлористый Калий	1984				50
						Асфальтен					15
Тех.вода	1020				916						

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	800	2480	Соленасыщенный полимерный	1400-1460	нет	Каустическая сода	2000	-	-		2
						Кальцинированная сода	2500	-	-		2
						Модиф.крахмал	1500	-	-	импорт	12
						ПАЦ НВ	880	-	-	-	5
						ПАЦ ВВ	860	-	-	-	3
						Разжижитель	1010	-	-		3
						Ксантановая смола	800	-	-		2
						Пеногаситель	950	-	-		0,3
						Бактерицид	1060	-	-		0,2
						Смазывающая добавка		-	-	импорт	20
						Карбонат кальция	2700	-	-	-	55
						ЧГПА	1200	-	-	-	3
						асфальтен	1984	-	-	-	10
						Техническая вода	1020	-	-		847,5
						NaCL					250,0
барит	4200				205,0						
4	2480	4700	Ингибирующий полимерный	1460-1530	да	Каустическая сода	2000	-	-		2
						Кальцинированная сода	2500	-	-		2
						асфальтен	1500	-	-	импорт	15
						ПАЦ НВ	880	-	-	-	8
						ПАЦ ВВ	860	-	-	-	3
						Разжижитель	1010	-	-		3
						Ксантановая смола	800	-	-		2
						Пеногаситель	950	-	-		0,3
						Бактерицид	1060	-	-		0,2
						Смазывающая добавка		-	-	импорт	30
						Карбонат кальция	2700	-	-	-	55
барит	4200	-	-	-	132						

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
						Хлористый калий	1984	-	-		50
						Техническая вода	1020				914,5
						ZnCO <sub>3</sub>					3,0
5	4700	5500	Ингибирующий полимерный	1680-1700	нет	Каустическая сода	2000	-	-		2
						Кальцинированная сода	2500	-	-		2
						асфальтен	1500	-	-	импорт	7
						ПАЦ НВ	880	-	-	-	8
						ПАЦ ВВ	860	-	-	-	3
						Разжижитель	1010	-	-		3
						Ксантановая смола	800	-	-		2
						Пеногаситель	950	-	-		0,3
						Бактерицид	1060	-	-		0,2
						Смазывающая добавка		-	-	импорт	30
						Карбонат кальция	2700	-	-	-	135
						Барит	4200	-	-	-	615
						Хлористый калий	1984	-	-		50
						Техническая вода	1020				760,5
						ZnCO <sub>3</sub>					3,0

**Примечание:** В случае возможных поглощений в буровой раствор добавляется слюда (резиновая крошка, древесные опилки).  
При бурении иметь запас утяжелителя не менее 400т.

Таблица 5.9-Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления

Интервал, м (по стволу)		Кэфф. запаса раствора на поверх- ности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода компонентов бурового раствора м <sup>3</sup> /м и его компонентов, кг/м <sup>3</sup>			Потребность бурового раствора (м <sup>3</sup> ) и его компонентов (кг)				
от (верх)	до (низ)			вели- чина	источник нормы	Поправоч- ный коэффи- циент	объем сква- жины, м <sup>3</sup>	на запас на по- верх-ности	на исход- ный объем	на бурение интер-вала	на интер- вале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	350	-	Бентонитовый	2,60	СЭСН	0,5	-	-	40,0	455	495
			Caustic soda	2	местные	- " -	-	-	80	910	990
			Сода кальцинированная	2	- " -	- " -	-	-	80	910	990
			бентонит	40	- " -	- " -	-	-	1600	18200	19800
			Тех. вода	1023	- " -	- " -	-	-	40920	465465	506385
			Модиф.крахмал	11		0,75	-	-	440	3754	4194
350	800	-	Ингибирующий полимерный	1,98	СЭСН	0,5	-	0	104,3	445,5	549,8
			Сода каустическая	2	местные	- " -	-	0	209	891	1100
			Сода кальцинир.	2	- " -	- " -	-	0	209	891	1100
			Модиф.крахмал	10	- " -	- " -	-	0	1043	4455	5498
			ПАЦ НВ	5	- " -	- " -	-	0	521	2228	2749
			ПАЦ ВВ	3	- " -	- " -	-	0	313	1337	1649
			Разжижитель	3	- " -	- " -	-	0	313	1337	1649
			Ксантановая смола	1,5	- " -	- " -	-	0	156	668	825
			Пеногаситель	0,3	- " -	- " -	-	0	31	134	165
			Бактерицид	0,2	- " -	- " -	-	0	21	89	110
			Смазывающая добавка	20	- " -	- " -	-	0	2086	8910	10996
			ЧГПА	3	- " -	- " -	-	0	313	1337	1649
			Карбонат Кальция	199	- " -	0,75	-	0	15566	88655	104220
			Хлористый Калий	50	- " -	- " -	-	0	0	22275	22275
			Асфальтен	15					1564	6683	8247
Тех.вода	916					95533	408078	503611			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
800	2480	-	Ингибирующий полимеркалийевый соленаасыщенный	0,92	СЭСН	0,5	-	0	0	773	773
			Каустическая сода	2	местные	- " -	-	0	-	1546	1546
			Кальцинированная сода	2	- " -	- " -	-	0	-	1546	1546
			Модиф. крахмал	12	- " -	- " -	-	0	-	9274	9274
			ПАЦ НВ	5	- " -	- " -	-	0	-	3864	3864
			ПАЦ ВВ	3	- " -	- " -	-	0	-	2318	2318
			Разжижитель	3	- " -	- " -	-	0	-	2318	2318
			Ксантановая смола	2	- " -	- " -	-	0	-	1546	1546
			Пеногаситель	0,3	- " -	- " -	-	0	-	232	232
			Бактерицид	0,2	- " -	- " -	-	0	-	155	155
			Смазывающая добавка	20	- " -	- " -	-	0	-	15456	15456
			Карбонат кальция	55	- " -	- " -	-	0	-	42504	42504
			ЧГПА	3	- " -	0,75	-	0	-	1739	1739
			асфальтен	10	- " -	0,75	-	0	-	5796	5796
			Техническая вода	847,5	- " -	- " -	-	-	-	654948	654948
NaCl	250	- " -	- " -	-	-	-	193200	193200			
барит	205	- " -	- " -	-	-	-	158424	158424			
2480	4700	2	ИПК соленаасыщенный	0,45	СЭСН	0,5	-	379	164	500	1042
			Каустическая сода	2	местные	- " -	-	758	328	999	2085
			Кальцинированная сода	2	- " -	- " -	-	758	328	999	2085
			асфальтен	15	- " -	- " -	-	5682	2460	7493	15635
			ПАЦ НВ	8	- " -	- " -	-	3031	1312	3996	8339
			ПАЦ ВВ	3	- " -	- " -	-	1136	492	1499	3127
			Разжижитель	3	- " -	- " -	-	1136	492	1499	3127
			Ксантановая смола	2	- " -	- " -	-	758	328	999	2085
			Пеногаситель	0,3	- " -	- " -	-	114	49	150	313
			Бактерицид	0,2	- " -	- " -	-	76	33	100	208
			Смазывающая добавка	30	- " -	- " -	-	11364	4920	14985	31269
Карбонат кальция	55	- " -	- " -	-	20835	9020	27473	57327			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
			барит	132	- " -	- " -	-	50003	21648	65934	137585
			ZnCO <sub>3</sub>	3	- " -	- " -	-	1136	492	1499	3127
			Хлористый калий	50	- " -	- " -		18941	8200	24975	52116
			Техническая вода	914,5	- " -	- " -		346425	149978	456793	953196
4700	5500	2	<b>Ингибирующий полимеркалийевый</b>	0,25	СЭСН	0,5	-	312	0	100	412
			Каустическая сода	2	- " -	- " -	-	623	-	200	823
			Кальцинированная сода	2	местные	- " -	-	623	-	200	823
			асфальтен	7	- " -	0,75	-	2182	-	700	2882
			ПАЦ НВ	8	- " -	- " -	-	2493	-	800	3293
			ПАЦ ВВ	3	- " -	- " -	-	935	-	300	1235
			Разжижитель	3	- " -	- " -	-	935	-	300	1235
			Ксантановая смола	2	- " -	- " -	-	623	-	200	823
			Пеногаситель	0,3	- " -	- " -	-	93	-	30	123
			Бактерицид	0,2	- " -	- " -	-	62	-	20	82
			Смазывающая добавка	30	- " -	- " -	-	9350	-	3000	12350
			Карбонат кальция	135	- " -	- " -	-	42074	-	13500	55574
			Барит	615	- " -	- " -	-	191669	-	61500	253169
			Хлористый калий	50	- " -	- " -	-	15583	-	5000	20583
			Техническая вода	760,5				237015		76050	313065
			ZnCO <sub>3</sub>	3	- " -	- " -		935	-	300	1235

**Таблица 5.10 - Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн**

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Влажность, %	Содержание вещества в товарном продукте, %	Сорт	Норма расхода на обработку 1 м <sup>3</sup> раствора, кг/м <sup>3</sup>	Количество кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Кондуктор	Смазывающая добавка					10	3000
3	Промежуточная	Смазывающая добавка					10	4050
4	Эксплуатационная колонна (с надставкой)	Смазывающая добавка					10	2600
5	Эксплуатационный хвостовик	Смазывающая добавка					10	2300

**Таблица 5.11 - Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов**

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонентов				Норма расхода на обработку 1 м <sup>3</sup> раствора, кг/м <sup>3</sup>	Количество, кг
					Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Влажность, %	Содержание вещества в товарном продукте, %	Сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	1	1	Бикарбонат натрия	2500	-	95	Б, II	2	240,0
2	Промежуточная	1	1		2500	-	95	Б, II	2	340,0
3	Эксплуатационная колонна (с надставкой)	1	1+2		2500	-	95	Б, II	2	460,0
4	хвостовик	1	1		2500	-	95	Б, II	2	490,0
Итого:										1530,0

Таблица 5.12 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Наименование компонента бур. раствора	ГОСТ,ОСТ,ТУ,МРТУ,МУ и т.д. на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора на интервале, тн					Суммарная,тн
		0-350	350-800	800-2480	2480-4700	4700-5500	
1	2	3	4	5	6	7	8
Каустическая сода	ГОСТ 2263-79	0,99	1,10	1,55	2,08	0,82	6,54
Кальцинированная сода	ГОСТ 5100-85	0,99	1,10	1,55	2,08	0,82	6,54
Модиф.крахмал	импорт	4,19	5,50	9,27	0,00	0,00	18,97
ПАЦ НВ	импорт	0,00	2,75	3,86	8,34	3,29	14,95
ПАЦ ВВ	импорт	0,00	1,65	2,32	3,13	1,23	7,09
Разжижитель	ГОСТ 4568-83	0,00	1,65	2,32	3,13	1,23	7,09
Ксантановая смола	ТУ 39-01-08-658-81	0,00	0,82	1,55	2,08	0,82	5,28
Пеносигитель	ТУ 2428-067-00151489-98	0,00	0,16	0,23	0,31	0,12	0,16
Бактерицид	импорт	0,00	0,11	0,15	0,21	0,08	0,56
Смазывающая добавка	импорт	0,00	14,00	19,51	33,87	14,65	82,02
Карбонат кальция	ТУ 2111-035-00203938-97	0,00	104,22	42,50	57,33	55,57	259,63
Барит	ГОСТ 4682-84	0,00	0,00	158,42	137,59	253,17	549,18
Хлористый калий	ТУ 2152-013-00203944-99	0,00	22,28	0,00	52,12	20,58	94,97
ZnCO <sub>3</sub>	местные	0,00	0,00	0,00	3,13	1,23	4,36
бентонит	импорт	19,80	0,00	0,00	0,00	0,00	19,80
NaCl	ГОСТ 39-981-84	0,00	0,00	193,20	0,00	0,00	193,20
ЧГПАА	ГОСТ 4682-84	0,00	1,65	1,74	0,00	0,00	3,39
асфальтен	импорт	0,00	8,25	5,80	15,63	2,88	32,56
Бикарбонат натрия	ГОСТ 2156-76	0,00	0,24	0,34	0,46	0,49	1,53
Тех.вода	местные	506,39	503,61	654,95	953,20	313,06	2931,20

**Примечание:** Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину содержит итоговые данные таблиц 1.7.3;1.7.4; 1.7.5. Допускается применение хим. реагентов других фирм, не ухудшающих параметры бурового раствора. Перед вскрытием продуктивных горизонтов на буровой иметь запас х/р и утяжелителя (не менее 400т). В случае поглощения использовать кислоторастворимые материалы, типа хлопьевидного карбоната кальция.

**Хранение и транспортировка.** Транспортировка химических реагентов предусматривается в исправной таре (в крафт-мешках, бочках). Сыпучие химреагенты в крафт-мешках хранятся в специальных закрытых помещениях.

Согласно проектным данным предусмотрено хранение бурового раствора в металлических ёмкостях, исключающих его утечку.

**Приготовление.** Приготовление и обработка бурового раствора производится в циркуляционной системе. Циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе, то есть из скважины по металлическим желобам через блок очистки в металлические ёмкости, а из емкости насосами подаётся обратно в скважину.

Площадка под агрегатно-высечным и насосным блоками, а также блоком приготовления раствора бетонируется (толщина слоя 10 см.), с устройством бетонированных желобов для стока жидких отходов в специальную обустроенную металлическую ёмкость. Для предотвращения загрязнения почвы сточными водами и случайно пролитым раствором, площадка под агрегатно-высечным и насосным блоками приготовления раствора гидроизолируется глиноцементным составом уклоном в сторону специальной ёмкости.

**Отработанный буровой раствор и шлам.** Отработанный буровой раствор и шлам накапливаются в герметичных емкостях на специально оборудованных площадках, по мере накопления отходы передаются специализированной организации согласно договору для дальнейшей утилизации и обезвреживания.

### 5.3.2 Обустройство временных объектов при проведении работ

Проектом предусматривается обустройство временных объектов: вахтового поселка и промышленной зоны. Концентрация загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) и на территории близлежащего пункта ниже нормативных требований. Исходя из опыта работ в аналогичных условиях размеры санитарно-защитной зоны (СЗЗ) 5000м.

**Вахтовый поселок.** Проектом предусматривается обустройство вахтового поселка для 50 человек, на территории работ. Организация поселка будет осуществляться на основе международных требований и требованиям законодательства Республики Казахстан.

Территория лагеря будет оснащена жилыми помещениями, соответствующими ожидаемым условиям окружающей среды, емкостями для питьевой воды, помещениями и средствами связи, средствами подачи электроэнергии, ремонтными мастерскими, автостоянкой.

1. *Обеспечение.* Организация питания – трехразовое. Продукты будут доставляться из г. Актобе 280 км или г.Кандыгагаш 190км. Количество персонала, обслуживающих буровые работы составляет – 50 человек.

2. *Электроснабжение вахтового поселка.* Вблизи вахтового поселка отсутствует государственная сеть электрокоммуникаций. Система энергоснабжения состоит из дизельного генератора мощностью 372 кВт.

3. *Транспортные средства.* Проектом предусматривается использование автомобильного транспорта для транспортировки грузов и персонала. Перечень используемых видов транспорта состоит из следующих видов автотехники:

- Гидравлический подъемник (автокран 25тн);
- Бульдозер
- Автоцистерна для воды (Камаз или Урал);
- Вахтовая (Урал 4320);
- Цементировочный агрегат НТ-400;
- Цементно-смесительная машина РСМ Пе;
- Полноприводный легковой автомобиль;
- Грузовые машины полуприцепы ЧМЗАП (20тн) и УРАЛ (16)
- ППУ

**Промышленная зона.** На территории промышленной зоны (площадки буровой) проектом запланировано обустройство следующих объектов:

- Буровой установки ZJ-70;
- Система энергоснабжения;
- Склада ГСМ для дизтоплива;
- Емкостей для технической воды;
- Блоков для приготовления бурового раствора;
- Блоков для отстаивания буровых сточных вод;
- Площадки ремонтно-мастерской;
- Насоса перекачки топлива;
- Насосной установки буровой;
- Пожарного устройства;
- Платформ и площадок промышленной зоны.

4. **Вентиляция.** Вагончики оборудуются системой кондиционирования воздуха – кондиционерами марки SAMSUNG-0,9 из проекта, что площадь вагончика 14м<sup>3</sup>. Вагон мастера приспособлен для жилья, укомплектован компьютером.

Для защиты персонала от воздействия ОВПФ и травмоопасных ситуаций проектом предусматривается обеспечение членов бригады по «Отраслевые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и др. средств индивидуальной защиты работникам предприятия нефтяной, газовой, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности» утвержденной Министерством труда и социальной защиты населения РК 14.10.2003г.

Персонал обязан носить средства индивидуальной защиты в местах обязательного использования СИЗ, а также в условиях появления опасных факторов, которые могут нанести ущерб здоровью человека в результате прямого физического контакта, либо через органы дыхания или контакт с кожей.

Для объектов, расположенных на территории участка, таких как: объекты, строительные участки, складских помещений и баз, обязательно ношение следующих видов СИЗ:

- каска
- защитные очки
- защитная обувь

Для отдельных видов работ или на определенных производственных участках сверх предписанного минимума могут потребоваться дополнительные СИЗ. В таком случае использование дополнительных СИЗ должно оговариваться в наряде-допуске на проведение работ или же предписываться специальным знаком.

#### **Мероприятия по промышленной санитарии**

Производственные помещения должны выполняться в соответствии с санитарными нормами проектирования промышленных предприятий.

Производственные помещения должны иметь:

- удобные и безопасные входы и выходы;
- твердый, ровный пол, удобный для очистки и ремонта;
- размещение оборудования, позволяющее производить беспрепятственный и безопасный осмотр, обслуживание, ремонт, монтаж и демонтаж;
- устройства для естественного освещения и проветривания;
- искусственное освещение по нормам «Требования промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли».

При бурении скважины предусмотрена круглосуточная работа. Максимальное количество технического персонала, обслуживающих буровые работы, составляет 50 человек (в одну смену - 25 человек).

Основные строительные требования к помещениям для обслуживания работающих принимаются в проектах в соответствии с СНиП, а санитарно-гигиенические требования и отдельные строительные требования специального характера - по санитарным нормам проектирования производственных объектов.

Состав санитарно-бытовых помещений определяется в соответствии с группой производственных процессов по классификации, в составе которой заложены признаки загрязнения тела и спецодежды (Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности» Постановление Правительства РК от 25.01.12г.№167).

При отсутствии на буровой вахтового комплекса, вне буровой на безопасном расстоянии (высота вышки + 10 м) размещается вагон бурового мастера, культбудка - помещение для обогрева и отдыха персонала, устройство кипячения воды, аптечка с набором медикаментов и материалов для оказания первой доврачебной помощи, комната для приема пищи, туалетная комната, комната для переодевания, хранения и сушки спецодежды. Сам вахтовый комплекс находится на расстоянии не менее 5000м от буровой установки. В его состав входит: 11 жилых вагонов для персонала общей вместимостью 90 человек, душевая/прачечная, туалет. Для 1 рабочей смены (45 человек) - 3 душевых сеток, 5 умывальника. (Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности» Постановление Правительства РК от 25.01.12г.№167), продуктовый склад для хранения продуктов питания, столовая на 20 мест. Количество гардеробных отделений на 1 человека – 2 отделения.

Уборные и места утилизации жидких и твердых отходов размещаются на расстоянии не менее 30 м от помещений в емкостях.

Для санитарно-бытового обеспечения производственной деятельности и отдыха персонала бригады, других работников, участвующих в процессе строительства скважины по действующим СНиП, проектом предусматривается:

- Устройство вахтового поселка по расчетной численности мест жилья, отдыха, душевой, шкафами для хранения спецодежды, умывальниками, туалетами, закрытой системой канализации;
- Устройство емкости для хранения пресной воды с герметичным люком и устройством для отбора проб воды, а также кипятильников (типа “Титан”) для круглосуточного обеспечения кипяченой водой;
- Устройство мест для сбора, утилизации отходов, мусора не менее 30 м от мест проживания;
- Обеспечение инвентарем для отдыха (телевизор, настольные игры, спортивный инвентарь);
- Обеспечение системами кондиционирования (вентиляции) и обогрева жилых и производственных помещений.

Таблица 5.3.6

## Санитарно-бытовые помещения

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт.
1	2	3
1	Для буровой бригады: Вахтовый поселок в том числе:	на 60 мест
	вагон-столовая	4
	вагон-сушилка	1
	вагон-прачечная	1
	вагон-гостиница	3
	вагон-медпункт	1
	вагон-склад	7
	вагон-раздевалка	2
	вагон-дом (жилье)	16
2	Мастерская (обогрев, освещение)	1
3	Лаборатория (обогрев, освещение)	1

4	Установка для обработки воды для питья с обратным осмосом	1
5	Генераторная установка для лагеря 300кВт	2

#### 5.4 Водопотребление и водоотведение

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Постановлением Правительства РК №104 от 18.01.2012г. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

На структуре Урихтау водоснабжение для питьевых нужд в пластиковых бутылках объемом 18,9 литров, (питьевая вода, торговая марка NOMAD, TASSAY) или автоцистернами из водозаборной скважины, который предусматривается в данном проекте.

Расчет норм водопотребления и водоотведения производится согласно СНиП РК 4.01-02-2009 при:

**Норма расхода воды на питьевые и хоз-бытовые нужды для одного человека составляет – 150,0 л/сут**

Баланс водоотведения и водопотребления на структуре Урихтау приведен в таблице 5.4.1.

Таблица 5.13 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин

Потребитель	Продолжительность, сут в год	Количество	Норма расхода воды на ед.	Водопотребление		Водоотведение	
				м <sup>3</sup> /сут.	м <sup>3</sup> /цикл	м <sup>3</sup> /сут.	м <sup>3</sup> /цикл
Хоз-питьевые нужды	690,35	50 чел	0,15	7,5	5177,625	7,5	5177,625
<b>Всего</b>					<b>5177,625</b>	<b>7,5</b>	<b>5177,625</b>

Примечание: Согласно таблице 5.1 СНиП РК 4.01-02-2009 объем включает расходы воды на питьевые и бытовые нужды.

Техническая вода необходима для приготовления бурового, тампонажного, цементного раствора, и т.д. Для хранения воды технического качества предусмотрена одна емкость объемом 167 м<sup>3</sup>. Объем технических нужд при бурении и креплении составляет – 12,11 м<sup>3</sup>/сут. Объем технических нужд при освоении составляет – 0,71 м<sup>3</sup>/сут., (таблица 2.1.1 Технической части проекта).

Буровые сточные воды (БСВ) – по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивает высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в буровых сточных водах, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты.

Расчет объема сточных вод произведен согласно Приказу Министра ООС РК «Об утверждении методики расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от «3» мая 2012г №129-Ө:

Объем буровых сточных вод ( $V_{бсв}$ ) рассчитывается согласно нижеследующей формуле:

$$V_{бсв} = 2 \times V_{обр}$$

$$V_{бсв} = 2 \times 793,953 = 1587,906 \text{ м}^3$$

Объем буровых сточных вод на скважину У-6 составляет – **1587,906 м<sup>3</sup>** или **1619,66тн.**

Хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся в септик, откуда по мере накопления откачиваются и вывозятся специализированным автотранспортом согласно договору.

Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, откуда после отстаивания откачиваются и вывозятся специализированным автотранспортом согласно договору.

## 5.5 Отходы производства и потребления

В процессе строительства скважины образуется значительное количество твердых отходов. Отходы бурения оказывает негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду. На месторождении Урихтау бурение скважины осуществляется **безамбарным методом**.

Все отходы производства и потребления при бурении и эксплуатации месторождения временно собираются в **контейнеры, емкости** и по мере накопления вывозятся согласно договору со специализированной организацией. **Согласно СП №КР ДСМ-331/2020 от 25.12.2020г и Экологического кодекса РК срок временного накопления отходов не должен превышать более 3 месяцев.**

В процессе бурения проектом предусмотрено использование емкостей для временного сбора отходов, с последующей транспортировкой отходов автотранспортом для захоронения, что исключает попадание их на почву.

Отходы образуются:

- при приготовлении бурового раствора;
- в процессе строительства и освоении скважины;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются:

- отработанный буровой раствор;
- буровой шлам;
- ТБО;
- промасленная ветошь;
- металлолом;
- огарки сварочных электродов;

**Буровой шлам (БШ)** – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен. Удельная плотность бурового шлама в среднем равна  $2,1 \text{ т/м}^3$ , при соприкосновении с отработанным буровым раствором происходит разбухание выбуренной породы согласно РНД 03.1.0.3.01-96 и удельная плотность уменьшается на величину коэффициента разбухания породы 1,2, тогда плотность бурового шлама равна:  $2,1:1,2=1,75 \text{ т/м}^3$ .

Объем бурового шлама, образующегося при бурении скважины У-6, составляет –  $593,112 \text{ м}^3$  или **1037,95 тн.**

**Отработанный буровой раствор (ОБР)** – один из видов отходов при углублении скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя рН и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды.

Объем ОБР на скважину У-6 составляет – **793,953 м<sup>3</sup>** или **952,74тн.**

**Твердо-бытовые отходы** – упаковочная тара продуктов питания, бумага, пищевые отходы собираются в контейнеры и вывозятся согласно договору. Количество ТБО на скважину У-6 составляет – **7,09 т/год.**

Плотность твердо-бытовых отходов составляет  $0,3 \text{ т/м}^3$ .

Согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденным приказом Министра здравоохранения РК от 25 декабря 2020г №КР ДСМ-331/2020 срок хранения ТБО в контейнерах при температуре  $0 \text{ }^\circ\text{C}$  и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

**Промасленная ветошь.** Образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей, станков и машин. По мере накопления отходы собираются в контейнеры и упаковочном виде транспортируются согласно договору.

Объем емкости для временного хранения промасленной ветоши составляет 2м<sup>3</sup>. Плотность ветоши составляет 0,210 т/м<sup>3</sup>.

**Металлом** собирается на площадке для временного складирования металлолома.

Количество металлолома – 0,0002 т. По мере накопления отходы собираются в контейнеры и транспортируются согласно договору.

**Огарки сварочных электродов** – представляют собой остатки электродов после использования их при сварочных работах в процессе ремонта основного и вспомогательного оборудования.

По мере накопления отходы собираются в контейнеры и транспортируются согласно договору.

**Отработанные масла** – образуется после истечения срока службы и вследствие снижения параметров качества при использовании в транспорте. По мере накопления отходы будут собираться в контейнеры и транспортироваться согласно договору со специализированной организацией, которая будет определена перед началом работ.

#### ***Расчет количества образования отходов***

Расчет объемов отходов бурения произведен в соответствии с методикой расчета объема образования эмиссий (в части отходов производство, сточных вод) согласно приказом Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-Ө.

Исходные данные для расчета отходов бурения использовались из проекта «Индивидуальный технический проект на строительство вертикальной оценочной скважины У-6, на КТ-II и Девон на месторождении Урихтау на правом берегу р.Жем».

#### **Объем скважины:**

Расчет объема скважины производится по формуле:

$$V_{\text{скв}} = K * \pi * R^2 * L,$$

где: **K** – коэффициент кавернозности;

**R** – внутренний радиус обсадной колонны;

**L** – глубина скважины (длина интервала), м.

Данные для расчета объемов образования отходов бурения приведены в таблице 5.15.

**Таблица 5.14 - Объем выбуренной породы при строительстве скважины**

<i>Интервал</i>	<i>k</i>	<i>π</i>	<i>R<sup>2</sup>, м</i>	<i>V, м<sup>3</sup></i>	<i>L, м. отб. керна</i>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>
<b>0-350</b>	1,22	3,14	0,10903204	146,188	-
<b>350-800</b>	1,22-1,2	3,14	0,04939506	84,182	-
<b>800-2480</b>	1,2-1,15	3,14	0,02420358	152,789	-
<b>2480-4700</b>	1,2-1,1	3,14	0,0116532	94,601	200
<b>4700-5500</b>	1,2	3,14	0,00556739	16,5	100
494,26					

#### **Объем бурового шлама:**

Объем шлама рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{ш}} = V_{\text{скв}} * 1,2, \text{ м}^3$$

где: 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы;

$V_{\text{скв}}$  - объем скважины.

$$V_{\text{ш}} = 494,26 * 1,2 = 593,112 \text{ м}^3$$

#### **Объем отработанного бурового раствора:**

Объем отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{обр}} = 1,2 * V_{\text{ц}} * K_1 + 0,5 * V_{\text{ц}},$$

где:  $K_1$  – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе (в соответствии с РД 39-3-819-82  $K_1 = 1,052$ );

$V_{\text{ц}}$  – объем циркуляционной системы буровой установки, при повторном использовании бурового раствора 1, 2 заменяется на 0,25;

$$V_{\text{обр}} = 1,2 * 1,052 * 494,26 + 0,5 * 340 = 793,953 \text{ м}^3$$

Расчет объемов отходов бурения произведен в соответствии с методикой расчета объема образования эмиссий согласно приказом Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 года № 100-п. Приложение №16 «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления».

#### Твердо-бытовые отходы

Норма образования бытовых отходов определяется с учетом удельных санитарных норм образования бытовых отходов на промпредприятиях – 0,3 м<sup>3</sup>/год, плотность отхода – 0,3 т/м<sup>3</sup>.

Расчет образования ТБО производится по формуле:

$$M = n * q * \rho, \text{ т/год},$$

где  $n$  – количество рабочих и служащих на объектах;

$q$  – норма накопления твердых бытовых отходов, м<sup>3</sup>/чел\*год;

$\rho$  – плотность ТБО, т/м<sup>3</sup>.

Таблица 5.15 - Образование ТБО

Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м3/год	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м <sup>3</sup>	Количество ТБО, т/пер.
Вахтовый поселок при строительстве	50	0,3	690,35	0,25	7,09
<b>Итого:</b>					<b>7,09</b>

#### Промасленная ветошь

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_0 + M + W,$$

где:  $N$  – количество промасленной ветоши, т/год;

$M_0$  – поступающее количество ветоши, 0,12 т/год;

$M$  – норматива содержания в ветоши масел, т/год;

$$M = 0,12 * M_0$$

$W$  – норматива содержания в ветоши влаги, т/год.

$$W = 0,15 * M_0$$

Количество промасленной ветоши в году:

$$N = 0,12 + 0,0144 + 0,018 = 0,1524 \text{ т/год.}$$

#### Металлолом

Огарки образуются в зависимости от расхода электродов:

$$N = M_{\text{ост}} * Q, \text{ т/год},$$

где:  $M_{\text{ост}}$  – расход электродов, 0,01 т/год;

$Q$  – остаток электрода, 0,015.

$$N = 0,01 * 0,015 = 0,0002 \text{ т/год.}$$

#### Огарки сварочных электродов

$$N = M_{\text{ост}} * \alpha,$$

где:  $M_{ост}$  – расход электродов, 0,1 т/год;

$\alpha$  – остаток электрода, 0,015.

$$N = 0,1 * 0,015 = 0,0015 \text{ т/год.}$$

### Отработанные масла

Количество отработанного масла производится по формуле:

$$N = (N_b + N_d) * 0,25;$$

$$N_b = Y_b * H_b * \rho$$

$$N_d = Y_d * H_d * \rho$$

где:

0,25 – доля потерь масла от общего его количества;

$N_b$  – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на бензине;

$N_d$  – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на дизельном топливе;

$Y_b$  – расход бензина за год, м<sup>3</sup>

$Y_d$  – расход дизельного топлива за год, м<sup>3</sup>

$H_b$  – норма расхода масла, 0,024 л/л расхода топлива

$H_d$  – норма расхода масла, 0,032 л/л расхода топлива

$\rho$  – Плотность моторного масла, 0,930 т/м<sup>3</sup>

Таблица 5.16-Расчет объемов отработанного моторного масла при использовании БУ ZJ-70

Наименование топлива	Расход. Ум <sup>3</sup>	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива $H$	Плотность масла. т/м <sup>3</sup>	Нормативное количество израсходованного моторного масла $N$ т/пер.	Отработанное масло $M_{отр.мотор.}$ т/пер.
Диз. топливо	6125,85	0,032	0,93	182,305296	45,576324
Бензин	73,45	0,024	0,93	1,639404	0,409851
<b>Всего:</b>					<b>45,986</b>

Таблица 5.17- Лимиты накопления отходов на 2022 год

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
<b>Всего:</b>	-	<b>2043,92</b>
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	2036,83
<i>отходов потребления</i>	-	7,09
<b>Опасные отходы</b>		
Буровой шлам	-	1037,95
Отработанный буровой раствор	-	952,74
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Отработанные масла	-	45,986
<b>Не опасные отходы</b>		
Коммунальные отходы	-	7,09
Металлолом	-	0,0002
Огарки сварочных электродов	-	0,0015

Таблица 5.18 – Лимиты захоронения отходов на 2022 год

Наименование отходов	Объем захороненных отходов на существующее положение, тонн/год	Образование, тонн/год	Лимит захоронения, тонн/год	Повторное использование, переработка, тонн/год	Передача сторонним организациям, тонн/год
<b>Всего</b>	-	<b>2043,92</b>	-	-	<b>2043,92</b>

в т.ч. отходов производства	-	2036,83	-	-	2036,83
отходов потребления	-	7,09	-	-	7,09
<b>Опасные отходы</b>					
Буровой шлам	-	1037,95	-	-	1037,95
Отработанный буровой раствор	-	952,74	-	-	952,74
Промасленная ветошь	-	0,1524	-	-	0,1524
Отработанные масла	-	45,986	-	-	45,986
<b>Не опасные отходы</b>					
Коммунальные отходы	-	7,09	-	-	7,09
Металлолом	-	0,0002	-	-	0,0002
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	-	-	0,0015

### 5.6 Воздействие отходов производства и потребление на окружающую среду

Основными принципами ТОО «Урихтау Оперейтинг» и подрядчика проведения работ в области обращения с отходами являются:

- охрана здоровья человека, поддержание или восстановление благоприятного состояния окружающей природной среды и сохранение биологического разнообразия;
- комплексная переработка или утилизация отходов в целях уменьшения количества отходов на территории участка.

Скопление и неправильное хранение отходов на территории участка может оказать влияние на все компоненты экосистемы:

- Атмосферный воздух;
- Подземные и поверхностные воды;
- Почвенно-растительный покров;
- Животный мир.

Проектом предусматривается:

- приготовление и обработка бурового раствора в циркуляционной системе;
- оборотное водоснабжение (повторное использование БСВ);
- отведение отходов бурения в передвижные емкости с последующим вывозом их для утилизации.

Анализ данных показал, что влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого выполнения проектных решений и соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм. Уровень воздействия при образовании отходов производства и потребления будет минимальным, временным.

#### **Охрана труда и техники безопасности при проведении работ.**

Все полевые работы будут производиться в соответствии с действующими Правилами и инструкциями при проведении геологоразведочных работ. Перед началом полевых работ будут проводиться инструктажи на знание техники безопасности и приниматься экзамены. Все бригады партии будут обеспечены медицинскими аптечками.

Согласно проектным данным все работники в соответствии с «Санитарными правилами и нормами по гигиене труда в промышленности» будут обеспечены специальной одеждой, обувью и средствами индивидуальной защиты (СИЗ).

Перед началом полевых работ будет произведен технический осмотр состояния и оборудования транспортных средств.

До начала работ предусматривается полный месячный тест, чтобы убедиться, что все технологическое оборудование функционирует в пределах технических описаний изготовителя, а также находится в пределах допуска Технических Стандартов. Будет обеспечена двусторонняя связь с офисом, полевыми базами и бригадами. Проектом предусматривается обучение рабочих бригад мероприятиям по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов (по сигналу «Выброс»).

Буровая установка и полевой лагерь будут обеспечены противопожарным инвентарем и первичными средствами пожаротушения. В каждой смене будет ответственный за противопожарную безопасность. Для предупреждения аварийных ситуаций отряды и бригады будут иметь долговременные и краткосрочные прогнозы погоды. Для оперативного принятия мер при непредсказуемых ситуациях согласован и предусмотрен план по безопасному ведению работ.

**Меры по охране окружающей среды.** Проектом предусматриваются следующие мероприятия по охране окружающей среды:

- соблюдение всех правил проведения работ;
- проведение работ в пределах отведенной во временное пользование территории,
- внедрение комплексной системы управления безопасностью и качеством;
- контроль уровня шума на участках работ;
- своевременное устранение утечки горюче-смазочных веществ во время работы механизмов и дизелей и не допущение загрязнения почв;
- использование специальных емкостей для сбора отработанных масел;
- после окончания работ участки будут очищены от бытовых и производственных отходов, остатков ГСМ;
- утилизация отходов;
- приготовление и обработка бурового раствора в циркуляционной системе;
- хранение материалов и химических реагентов в закрытых помещениях;
- рекультивация земель, выданных во временное пользование.

## 6 ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЕЕ ОХРАНЕ

### 6.1 Инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу

Для оценки воздействия на атмосферный воздух при строительстве вертикальной оценочной скважины №У-6, на КТ-II и Девон на месторождении Урихтау проведена инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу, в ходе которой были выявлены стационарные источники выбросов, рассчитаны валовые и максимально-разовые выбросы. На месторождении Урихтау планируется бурение вертикальной оценочной скважины №У-6, проектной глубиной по стволу 5500м.

Объем работ для скважины составляет 690,35 дней, из них:

- строительно-монтажные работы – 15,0 суток;
  - подготовительные работы к бурению – 6,0 суток;
  - бурение и крепление – 269,58 суток;
  - испытание объектов– 399,77 суток
- в том числе:
- в открытом стволе (МДТ) – 6,96 суток
  - в эксплуатационной колонне – 392,81 суток.

В процессе проведения планируемых работ на территории промплощадки будут работать 50 человек.

Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха *при строительно-монтажных работах* на структуре Урихтау являются:

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, расчет выбросов пыли, образуемой при подготовке площадки;
- Источник №6002, расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров;
- Источник №6003, расчет выбросов пыли, образуемой при работе экскаваторов;
- Источник №6004, расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками.

Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха *при бурении* оценочной скважины на структуре Урихтау являются:

**Организованные источники:**

- Источник №0001 буровая установка ZJ-70;
- Источник №0002 цементировочный агрегат;
- Источник №0003 емкость для топлива;
- Источник №0004 передвижная паровая установка (ППУ);
- Источник №0005 ДЭС – для выработки электроэнергии;
- Источник №0006 ДЭС (при аварийных ситуациях);
- Источник №0007 котел;

**Неорганизованные источники:**

- Источник №6005 сварочный пост;
- Источник №6006 смесительная установка СМН-20;
- Источник №6007 насосная установка для перекачки дизтопливо;
- Источник №6008 емкость для хранения дизтоплива ДЭС, ППУ и передвижных источников;
- Источник №6009 емкость для бурового шлама;
- Источник №6010 емкость масла;
- Источник №6011 емкость отработанных масел;
- Источник №6012 емкость для бензина;
- Источник №6013 ремонтно-мастерская;
- Источник №6014 склад цемента;
- Источник №6015 блок приготовления цементных растворов;

- Источник №6016 блок приготовления бурового раствора;  
**При испытании** оценочной скважины на месторождении Урихтау источниками загрязнения атмосферного воздуха являются:

**Организованные источники:**

- Источник №0008 буровая установка ZJ-20;
- Источник №0009 емкость для топлива;
- Источник №0010 резервуар для нефти;
- Источник №0011 факел.

**Неорганизованные источники:**

- Источник №6017 оценочная скважина;
- Источник №6018 нефтегазосеператор;
- Источник №6019 насосная установка для перекачки нефти.

В целом по территории промплощадки выявлено:

- **при СМР** – 4 неорганизованных источников загрязнения;
- **при бурении** скважин – 19 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 7, неорганизованных – 12;
- **при испытании** оценочной скважины - 7 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 4, неорганизованных - 3;

При проведении работ проектом предусмотрено использование автотранспорта. Эксплуатируемый автотранспорт относится к передвижным источникам загрязнения окружающей среды.

Таким образом, на структуре Урихтау после инвентаризации источники загрязнения распределены следующим образом:

- стационарные;
- передвижные.

**6.1.1 Стационарные источники загрязнения**

Расчеты выбросов вредных веществ произведены в соответствии с требованиями сборниками методик, а также отраслевыми методиками для автомобильного транспорта и нефтехимического оборудования.

**Таблица 6.1 - Перечень вредных веществ выбрасываемых от стационарных источников при бурении, строительно-монтажных работах и при освоении скважины при использовании буровой установки ZJ-70**

Код загр. вещества	Наименование загрязняющего вещества	ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год (М)
1	2	3	4	5	6
0123	Железо (II, III) оксиды		3	0.04594	0.056373
0143	Марганец и его соединения		2	0.000384	0.000166
0301	Азота (IV) диоксид		2	7.2941732	207.232601964
0304	Азот (II) оксид		3	9.4047	268.348
0328	Углерод		3	1.2298188	34.673001309
0330	Сера диоксид		3	3.10104112514	73.1831633761
0333	Сероводород		2	0.00056615934	0.00597368795
0337	Углерод оксид		4	6.344088	175.868713092
0410	Метан	50		0.0017622	0.004750327
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50		1.33366	5.41483
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30		0.2978	0.6539
0501	Пентилены		4	0.0405	0.0889
0602	Бензол		2	0.0324	0.0712
0616	Диметилбензол		3	0.0024	0.0053
0621	Метилбензол		3	0.0235	0.0516

0627	Этилбензол		3	0.0008	0.0018
1301	Проп-2-ен-1-аль		2	0.28912	8.25268
1325	Формальдегид		2	0.28912	8.25268
1715	Метантиол		4	0.00000417545	0.00001125568
1716	Смесь природных меркаптанов		3	0.0002	0.0053
2735	Масло минеральное нефтяное	0.05		0.000745	0.000965
2754	Алканы C12-19		4	2.94681	84.70271
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70		3	0.371911	0.16071
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		3	0.011701	0.023853
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0.04		0.027	0.035
	<b>В С Е Г О :</b>			<b>33.09014</b>	<b>867.09418</b>

Всего стационарными источниками за весь период проведения планируемых работ при строительстве скважины У-6 на месторождении Урихтау в атмосферу максимально будет выбрасываться **867,09418 т/цикл** загрязняющих веществ.

В выбросах при всех этапах работ присутствуют вредные вещества 2, 3 и 4 классов опасности:

- высокоопасные – диоксид азота, формальдегид, сероводород, оксиды марганца, пропеналь, бензол.
- опасные – оксид азота, диоксид серы, сажа, оксид железа, толуол, ксилол, пыль, этилбензол;
- малоопасные – углеводороды, оксид углерода.

Характер загрязнения атмосферного воздуха одинаков на всех этапах проведения работ. Основными источниками загрязнения на площади работ являются буровая установка и дизельная электростанция.

### 6.1.2 Передвижные источники загрязнения

Объемы потребления топлива перечисленными транспортными средствами рассчитаны для часового потребления. Расчет выполнен согласно методике расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников (приложение №13 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 года №100-п).

Часовое потребление топлива автотранспортом составляет:

дизельное топливо – 0,032 т/ч;

бензин – 0,014 т/ч.

Объемы потребляемого топлива передвижными источниками за период бурения одной скважины составляют:

дизельного топлива,  $Q = 0,032 * (690,35 * 10) = 220,91$  т/цикл;

бензина,  $Q = 0,014 * (690,35 * 10) = 96,65$  т/цикл.

Расчет выбросов вредных веществ произведен в соответствии с требованиями по следующей формуле:

$$P = Q * K_i$$

где, Q – объем потребляемого топлива;

$K_i$  – удельный выброс загрязняющих веществ, условно, т.

### Оценка воздействия передвижных источников загрязнения на атмосферный воздух.

На основании расчета выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников загрязнения были выявлены основные передвижные источники загрязнения.

Количественный и качественный состав выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников при проведении работ приведен в таблице 6.10.

**Таблица 6.2 - Количественный и качественный состав выбросов вредных веществ от передвижных источников**

Вид топлива	Объем потребляемого топлива, т	Удельный вес выброса, т/т	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ, т/период
				У-6
1	2	3	4	5
Автотранспорт на дизельном топливе	220,91	0,1	Оксид углерода	22,09
		0,01	Диоксид азота	8,84
		0,03	Углеводороды предельные	6,63
		0,02	Диоксид серы	4,42
		0,0155	Сажа	3,42
		0,00000032	Бенз/а/пирен	0,00007
			<b>Всего:</b>	<b>45,40</b>
Автотранспорт на бензине	96,65	0,6	Оксид углерода	57,99
		0,04	Диоксид азота	3,87
		0,1	Углеводороды предельные	9,66
		0,002	Диоксид серы	0,19
		0,00058	Сажа	0,06
		0,000000230	Бенз/а/пирен	0,000022
			<b>Всего:</b>	<b>71,77</b>
<b>ИТОГО:</b>				<b>117,17</b>

Перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу передвижными источниками загрязнения, представлен в таблице 6.11.

**Таблица 6.3 - Перечень вредных веществ, выбрасываемых передвижными источниками**

Код вещества	Наименование вещества	ПДК м.р. ОБУВ. мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Выброс веществ. при бурении, т/период У-6
1	2	3	4	5
0337	Оксид углерода	5,000	4	80,0806
0304	Диоксид азота	0,400	3	12,7024
2754	Углеводороды предельные	1,000	4	16,2923
0330	Диоксид серы	0,500	3	4,6115
0328	Сажа	0,150	3	3,4802
0703	Бенз/а/пирен	10 <sup>-6</sup>	1	0,0001
<b>Всего:</b>				<b>117,17</b>

Передвижными источниками за период проведения работ при строительстве вертикальной оценочной скважины У-6 в атмосферу выбрасываются **117,17 тонн** вредных веществ. Основной вклад в загрязнение атмосферы передвижными источниками приходится на автотранспорт на бензине.

Основными источниками загрязнения являются:

- автотранспорт на бензине (71,77 т/период);
- автотранспорт на дизельном топливе (45,40 т/период).

Основными компонентами загрязняющих веществ от передвижных источников являются следующие загрязнители:

- оксид углерода (68,35 %);
- углеводороды предельные (13,91 %);
- диоксид азота (10,84%).

Основной вклад в загрязнение атмосферы передвижными источниками приходится на автотранспорт, работающий на бензине.

### 6.1.3 Расчет рассеивания вредных веществ в атмосферу

В соответствии с нормами проектирования вновь создаваемых предприятий в Казахстане для оценки влияния выбросов вредных веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе должен проводиться в соответствии с требованиями РНД 211.2.01.01-97 «Методики расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий».

Данная методика предназначена для расчета приземных концентраций в двухметровом слое над поверхностью земли. При этом «степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризуется наибольшим рассчитанным значением концентрации, соответствующим неблагоприятным метеорологическим параметрам, в том числе опасной скорости ветра».

На основании проведенной инвентаризации источников выбросов были выявлены все источники загрязняющих веществ, находящихся на территории промышленной площадки. перечень вредных веществ, содержащихся в них и объемы выбросов. Моделирование рассеивания указанных вредных веществ в атмосфере от промплощадки проводилось с помощью Унифицированной программы расчета загрязнения атмосферы (УПРЗА) «ЭКОЛОГ» (версия 3.00 Санкт-Петербург).

Значение коэффициента А, зависящее от стратификации атмосферы и соответствующее неблагоприятным метеорологическим условиям, принята в расчетах равным 200. В нижеследующей таблице 6.12 приведены метеорологические характеристики, полученные с РГП «Казгидромет».

**Таблица 6.4 - Метеорологические характеристики и коэффициент определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере**

Наименование	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы. А	200
Коэффициент рельефа местности	1.0
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) за год	29,9 <sup>0</sup> С
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь) за год	- 14,7 <sup>0</sup> С
С	5
СВ	7
В	21
ЮВ	19
Ю	9
ЮЗ	16
З	12
СЗ	11
Штиль	26
Скорость ветра (V*). повторяемость превышения которой составляет 5%. м/с	14 м/с

### 6.1.4 Обоснование размера санитарно-защитной зоны

Размеры санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятий принимаются в соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденный правительством РК от 17 января 2012 года №93. Ранее компанией ТОО «Урихтау Оперейтинг» был составлен и утвержден проектный документ «Проект обоснования размера санитарно-защитной зоны для ТОО «Урихтау Оперейтинг», далее согласно выданному заключению Департаментом комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора по Актыбинской области повышена названному проектному документу для ТОО «Урихтау Оперейтинг» было установлено СЗЗ не менее 5000м. (Санитарно-эпидемиологическое заключение №1472 от 07.09.2011г.). Копия заключения прилагается в приложении.

Уточнение размеров санитарно-защитной зоны проводилось с учетом среднегодовой розы ветров для каждого направления ветра.

Размер СЗЗ вычисляется по формуле:  $I_m = I_0 * P/P_0$ , где

$I_0$  – расчетный размер участка, где концентрация вредных веществ не превышает ПДК;  $I_0 = 5000$  м для ТОО «Урихтау Оперейтинг»

$P$  – среднегодовая повторяемость направлений ветра рассматриваемого румба, %;

$P_0$  – повторяемость направлений ветра одного румба при круговой розе ветров, %.

При восьми румбовой розе ветров:  $P_0 = 100/8 = 12,5$  %.

По данным метеостанции повторяемость ветра и штилей указаны ниже в таблице. Размеры СЗЗ приведены в таблице 6.1.10.

Таблица 6.1.10

Размеры СЗЗ

Источник	Параметры	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Урихтау	P, %	5	7	21	19	9	16	12	11
	P/P <sub>0</sub>	0,4	0,56	1,68	1,52	0,72	1,28	0,96	0,88
	Скорректированный размер СЗЗ, I <sub>м</sub> , м	2000	2800	8400	7600	3600	6400	4800	4400

Концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ и на территории близлежащего населенного пункта ниже нормативных требований к предельно - допустимым концентрациям населенных мест.

## 6.2 Предложения по установлению предельно-допустимых выбросов НДВ

Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу показывает, что выбросы при строительстве скважины на месторождении Урихтау могут быть приняты в качестве предельно-допустимых (НДВ). Предложения по нормативам НДВ для отдельных источников (г/с, т/период) принять в объеме таблицы «Параметры выбросов вредных веществ в атмосферу» (в приложении).

Предложения по нормативам НДВ в целом по площади по каждому веществу за весь период проведения работ представлены табл. 6.2.1.

Таблица 6.5 - Нормативы выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников при строительстве скважины У-6

Производство цех, участок	Но- мер ис- точ- ника выб- роса	Код ЗВ	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
			существующее положение на 2022 год		на 2023 год		Н Д В		
			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)									
Неорганизованные источники									
Сварочный пост	6005	0123			0.00364	0.001573	0.00364	0.001573	2023
Ремонтно-мастерская	6013	0123			0.0423	0.0548	0.0423	0.0548	2023
Итого по Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ ( 274) :					0.04594	0.056373	0.04594	0.056373	2023
Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)									
Неорганизованные источники									
Сварочный пост	6005	0143			0.000384	0.000166	0.000384	0.000166	2023
Итого по Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) :					0.000384	0.000166	0.000384	0.000166	2023
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)									
Организованные источники									
Буровая установка ZJ- 70 Насосный блок	0001	0301			4.916	114.55	4.916	114.55	2023
	0008	0301			0.9058	31.3	0.9058	31.3	2023
Цементировочный агрегат	0002	0301			0.13	0.267	0.13	0.267	2023
Передвижная паровая установка	0004	0301			0.2917	1.45	0.2917	1.45	2023
	0010	0301			0.0105732	0.028501964	0.0105732	0.028501964	2023
ДЭС	0005	0301			0.985	58.8	0.985	58.8	2023
Котел	0007	0301			0.0551	0.8371	0.0551	0.8371	2023
Итого по Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4) :					7.2941732	207.232601964	7.2941732	207.232601964	2023
Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)									
Организованные источники									
Буровая установка ZJ- 70 Насосный блок	0001	0304			6.39	148.9	6.39	148.9	2023
	0008	0304			1.1777	40.68	1.1777	40.68	2023

ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЕЕ ОХРАНЕ

Цементировочный агрегат	0002	0304			0.169	0.347	0.169	0.347	2023
Передвижная паровая установка	0004	0304			0.379	1.885	0.379	1.885	2023
ДЭС	0005	0304			1.28	76.4	1.28	76.4	2023
Котел	0007	0304			0.009	0.136	0.009	0.136	2023
Итого по Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) :					9.4047	268.348	9.4047	268.348	2023
Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)									
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и									
Буровая установка ZJ-70 Насосный блок	0001	0328			0.8193	19.08	0.8193	19.08	2023
	0008	0328			0.1511	5.216	0.1511	5.216	2023
Цементировочный агрегат	0002	0328			0.02167	0.0445	0.02167	0.0445	2023
Передвижная паровая установка	0004	0328			0.0486	0.2416	0.0486	0.2416	2023
	0010	0328			0.0070488	0.019001309	0.0070488	0.019001309	2023
ДЭС	0005	0328			0.1642	9.8	0.1642	9.8	2023
Котел	0007	0328			0.0179	0.2719	0.0179	0.2719	2023
Итого по Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) :					1.2298188	34.673001309	1.2298188	34.673001309	2023
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)									
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и									
Буровая установка ZJ-70 Насосный блок	0001	0330			1.639	38.18	1.639	38.18	2023
	0008	0330			0.302	10.433	0.302	10.433	2023
Цементировочный агрегат	0002	0330			0.0433	0.089	0.0433	0.089	2023
Передвижная паровая установка	0004	0330			0.0972	0.483	0.0972	0.483	2023
	0010	0330			0.48802912514	1.31399337607	0.48802912514	1.31399337607	2023
ДЭС	0005	0330			0.3283	19.6	0.3283	19.6	2023
Котел	0007	0330			0.2032	3.0838	0.2032	3.0838	2023
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и									
	6017	0330			0.000002	0.00003	0.000002	0.00003	2023
Сварочный пост	6018	0330			0.00001	0.00034	0.00001	0.00034	2023
Итого по Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) :					3.10104112514	73.1831633761	3.10104112514	73.1831633761	2023
Сероводород (Дигидросульфид) (518)									
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и									
Емкость для топлива	0003	0333			0.000018	0.000032	0.000018	0.000032	2023

ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЕЕ ОХРАНЕ

Передвижная паровая установка	0009 0010	0333 0333			0.000018 0.00041209934	0.000001 0.00111088795	0.000018 0.00041209934	0.000001 0.00111088795	2023 2023
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и									
Сварочный пост	6018	0333			0.0001	0.0048	0.0001	0.0048	2023
Емкость для хранения дизтоплива ДЭС, ППУ и	6008	0333			0.000018	0.00002	0.000018	0.00002	2023
Емкость масла	6010	0333			0.00000003	0.0000004	0.00000003	0.0000004	2023
Емкость отработанных масел	6011	0333			0.00000003	0.0000004	0.00000003	0.0000004	2023
Итого по Сероводород ( Дигидросульфид) (518):					0.00056615934	0.00597368795	0.00056615934	0.00597368795	2023
Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)									
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и									
Буровая установка ZJ-70 Насосный блок	0001	0337			4.097	95.4	4.097	95.4	2023
	0008	0337			0.7554	26.07	0.7554	26.07	2023
Цементировочный агрегат	0002	0337			0.1083	0.2225	0.1083	0.2225	2023
Передвижная паровая установка	0004	0337			0.243	1.208	0.243	1.208	2023
	0010	0337			0.070488	0.190013092	0.070488	0.190013092	2023
ДЭС	0005	0337			0.821	49	0.821	49	2023
Котел	0007	0337			0.2489	3.7782	0.2489	3.7782	2023
Итого по Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584):					6.344088	175.868713092	6.344088	175.868713092	2023
Метан (727*)									
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и									
Передвижная паровая установка	0010	0410			0.0017622	0.004750327	0.0017622	0.004750327	2023
Итого по Метан (727*):					0.0017622	0.004750327	0.0017622	0.004750327	2023
Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)									
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и									
Передвижная паровая установка	0010	0415			0.0029	0.00126	0.0029	0.00126	2023
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и									
Котел	6017	0415			0.00001	0.00014	0.00001	0.00014	2023
Сварочный пост	6018	0415			0.0051	0.1768	0.0051	0.1768	2023
Смесительная установка СМН-20	6019	0415			0.0139	0.4797	0.0139	0.4797	2023
Емкость для бурового шлама	6009	0415			0.0889	2.0704	0.0889	2.0704	2023
Емкость для бензина	6012	0415			1.2226	2.685	1.2226	2.685	2023

ПРОЕКТ ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ПРОЕКТУ «ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ВЕРТИКАЛЬНОЙ ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ У-6, НА КТ-II И ДЕВОН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ УРИХТАУ НА ПРАВОМ БЕРЕГУ Р.ЖЕМ»

ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЕЕ ОХРАНЕ

Блок приготовления бурового раствора	6016	0415		0.00025	0.00153	0.00025	0.00153	2023
Итого по Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*):				1.33366	5.41483	1.33366	5.41483	2023
Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Неорганизованные источники								
Емкость для бензина	6012	0416		0.2978	0.6539	0.2978	0.6539	2023
Итого по Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*):				0.2978	0.6539	0.2978	0.6539	2023
Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)								
Неорганизованные источники								
Емкость для бензина	6012	0501		0.0405	0.0889	0.0405	0.0889	2023
Итого по Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460):				0.0405	0.0889	0.0405	0.0889	2023
Бензол (64)								
Неорганизованные источники								
Емкость для бензина	6012	0602		0.0324	0.0712	0.0324	0.0712	2023
Итого по Бензол (64):				0.0324	0.0712	0.0324	0.0712	2023
Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Неорганизованные источники								
Емкость для бензина	6012	0616		0.0024	0.0053	0.0024	0.0053	2023
Итого по Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203):				0.0024	0.0053	0.0024	0.0053	2023
Метилбензол (349)								
Неорганизованные источники								
Емкость для бензина	6012	0621		0.0235	0.0516	0.0235	0.0516	2023
Итого по Метилбензол (349):				0.0235	0.0516	0.0235	0.0516	2023
Этилбензол (675)								
Неорганизованные источники								
Емкость для бензина	6012	0627		0.0008	0.0018	0.0008	0.0018	2023
Итого по Этилбензол (675):				0.0008	0.0018	0.0008	0.0018	2023
Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)								
Организованные источники								
Буровая установка ZJ-70 Насосный блок	0001	1301		0.1966	4.582	0.1966	4.582	2023
Цементировочный агрегат	0008	1301		0.03625	1.252	0.03625	1.252	2023
Передвижная паровая установка	0002	1301		0.0052	0.01068	0.0052	0.01068	2023
ДЭС	0004	1301		0.01167	0.058	0.01167	0.058	2023
Итого по Проп-2-ен-1-аль (	0005	1301		0.0394	2.35	0.0394	2.35	2023
Итого по Проп-2-ен-1-аль (				0.28912	8.25268	0.28912	8.25268	2023

Акролеин, Акрилальдегид) (474):									
Формальдегид (Метаналь) (609)									
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и									
Буровая установка ZJ-70 Насосный блок	0001	1325		0.1966	4.582	0.1966	4.582	2023	
	0008	1325		0.03625	1.252	0.03625	1.252	2023	
Цементировочный агрегат	0002	1325		0.0052	0.01068	0.0052	0.01068	2023	
Передвижная паровая установка	0004	1325		0.01167	0.058	0.01167	0.058	2023	
ДЭС	0005	1325		0.0394	2.35	0.0394	2.35	2023	
Итого по Формальдегид (Метаналь)				0.28912	8.25268	0.28912	8.25268	2023	
Метантиол (Метилмеркаптан) (339)									
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и									
Передвижная паровая установка	0010	1715		0.00000417545	0.00001125568	0.00000417545	0.00001125568	2023	
Итого по Метантиол (Метилмеркаптан) (339):				0.00000417545	0.00001125568	0.00000417545	0.00001125568	2023	
Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ(526)									
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и									
Сварочный пост	6018	1716		0.0002	0.0053	0.0002	0.0053	2023	
Итого по Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ(526):				0.0002	0.0053	0.0002	0.0053	2023	
Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)									
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и									
Ремонтно-мастерская	6013	2735		0.000745	0.000965	0.000745	0.000965	2023	
Итого по Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*):				0.000745	0.000965	0.000745	0.000965	2023	
Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)									
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и									
Буровая установка ZJ-70 Насосный блок	0001	2754		1.966	45.82	1.966	45.82	2023	
	0008	2754		0.3625	12.52	0.3625	12.52	2023	
Цементировочный агрегат	0002	2754		0.052	0.1068	0.052	0.1068	2023	
Емкость для топлива	0003	2754		0.0065	0.0113	0.0065	0.0113	2023	
	0009	2754		0.0065	0.0036	0.0065	0.0036	2023	
Передвижная паровая установка	0004	2754		0.1167	0.58	0.1167	0.58	2023	

ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЕЕ ОХРАНЕ

ДЭС	0005	2754		0.394	23.5	0.394	23.5	2023
Неорганизованные источники								
Насосная установка для перекачки дизтоплива	6007	2754		0.0361	2.15389	0.0361	2.15389	2023
Емкость для хранения дизтоплива ДЭС, ППУ и	6008	2754		0.0065	0.00696	0.0065	0.00696	2023
Емкость масла	6010	2754		0.000005	0.00008	0.000005	0.00008	2023
Емкость отработанных масел	6011	2754		0.000005	0.00008	0.000005	0.00008	2023
Итого по Алканы C12-19 /в				2.94681	84.70271	2.94681	84.70271	2023
Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)								
Неорганизованные источники								
Работа при подготовки площадки	6001	2907		0.01428	0.0062	0.01428	0.0062	2023
Работа бульдозеров	6002	2907		0.2487	0.10744	0.2487	0.10744	2023
Работа экскаваторов	6003	2907		0.000631	0.00027	0.000631	0.00027	2023
Работа при уплотнении грунта катками	6004	2907		0.1083	0.0468	0.1083	0.0468	2023
Итого по Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493):				0.371911	0.16071	0.371911	0.16071	2023
Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, (494)								
Неорганизованные источники								
Сварочный пост	6005	2908		0.0000949	0.000041	0.0000949	0.000041	2023
Смесительная установка СМН-20	6006	2908		0.0000061	0.000012	0.0000061	0.000012	2023
Склад цемента	6014	2908		0.0058	0.0119	0.0058	0.0119	2023
Блок приготовления цементных растворов	6015	2908		0.0058	0.0119	0.0058	0.0119	2023
Итого по Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, (494):				0.011701	0.023853	0.011701	0.023853	2023
Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)								
Неорганизованные источники								
Ремонтно-мастерская	6013	2930		0.027	0.035	0.027	0.035	2023
Итого по Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*):				0.027	0.035	0.027	0.035	2023
Итого по организованным источникам:				30.8613635999	858.359344212	30.8613635999	858.359344212	2023
Итого по неорганизованным источникам:				2.22878106	8.7348378	2.22878106	8.7348378	2023
Всего по предприятию:				33.0901446599	867.094182012	33.0901446599	867.094182012	2023

### 6.1.5 Контроль над соблюдением нормативов ПДВ

Контроль над соблюдением нормативов НДВ должен осуществляться в соответствии с рекомендациями РНД 211.2.02.02-97 и РНД 211.3.01.06-97.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность возлагается на администрацию компании производителя работ. Для определения частоты планового контроля предприятия определяют категорию его опасности. Категория опасности определяется в зависимости от критериев опасности выбрасываемых загрязняющих веществ.

Критерий опасности  $i$ -го загрязняющего вещества определяется по формуле:

$$КОВ_i = (M / ПДК_{с.с})^q$$

где.  $M$  – масса выбрасываемых вредных веществ в год. т/год;

$ПДК_{с.с}$  – среднесуточная предельно допустимая концентрация. мг/м<sup>3</sup>;

$q$  – постоянная, учитывающая класс опасности этого вещества.

Класс опасности	1	2	3	4
Q	1.7	1.3	1.0	0.9

Расчет критериев опасности, выбрасываемых веществ произведен в соответствии с требованиями «Руководства по контролю источников загрязнения атмосферы» (ОНД-90). Результаты расчета приведены табл.6.15.

Таблица 6.6 - Расчет критериев опасности (КОВ<sub>i</sub>)

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м <sup>3</sup>	ПДК средняя, суточная, мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Выброс вещества, усл.т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды		0.04		3	0.04594	0.056373	1.4093	1.409325
0143	Марганец и его соединения	0.01	0.001		2	0.000384	0.000166	0	0.166
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	7.2941732	207.23260196	67408.9427	5180.81505
0304	Азот (II) оксид	0.4	0.06		3	9.4047	268.348	4472.4667	4472.46667
0328	Углерод	0.15	0.05		3	1.2298188	34.673001309	693.46	693.460026
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	3.10104112514	73.183163376	1463.6633	1463.66327
0333	Сероводород	0.008			2	0.00056615934	0.005973688	0	0.74671099
0337	Углерод оксид	5	3		4	6.344088	175.86871309	39.0176	58.6229044
0410	Метан			50		0.0017622	0.004750327	0	0.00009501
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		1.33366	5.41483	0	0.1082966
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		0.2978	0.6539	0	0.02179667
0501	Пентилены	1.5			4	0.0405	0.0889	0	0.05926667
0602	Бензол	0.3	0.1		2	0.0324	0.0712	0	0.712
0616	Диметилбензол	0.2			3	0.0024	0.0053	0	0.0265
0621	Метилбензол	0.6			3	0.0235	0.0516	0	0.086
0627	Этилбензол	0.02			3	0.0008	0.0018	0	0.09
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.03	0.01		2	0.28912	8.25268	6188.3306	825.268
1325	Формальдегид	0.05	0.01		2	0.28912	8.25268	6188.3306	825.268
1715	Метантиол	0.006			4	0.00000417545	0.0000112557	0	0.00187595
1716	Смесь природных меркаптанов	0.00005			3	0.0002	0.0053	106	106
2735	Масло минеральное нефтяное			0.05		0.000745	0.000965	0	0.0193
2754	Алканы C12-19	1			4	2.94681	84.70271	54.3385	84.70271
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0.15	0.05		3	0.371911	0.16071	3.2142	3.2142
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0.3	0.1		3	0.011701	0.023853	0	0.23853
2930	Пыль абразивная			0.04		0.027	0.035	0	0.875
	<b>В С Е Г О:</b>					<b>33.0901446599</b>	<b>867.09418201</b>	<b>86619.2</b>	<b>13718.0415</b>
Суммарный коэффициент опасности: 86619.2									
Категория опасности: 2									

Таблица 6.7 - Категория опасности

Категория опасности	1	2	3	4
КОВ	$>10^5$	$>10^4$	$10^3 - 10^4$	$<10^3$

Полученный критерий опасности КОВ на скважину У-6 составит: **86619,2**( $>10^4$ ) относится к 2 категории опасности.

Частоту (период) планового контроля предприятия определяют в зависимости от категории опасности в соответствии с таблицей.

Категория опасности	1	2	3	4
Период контроля	1 раз в 6 месяцев	1 раз в год	1 раз в 3 года	1 раз в 3 года

Так как полученный для объекта критерий опасности относится к второй категории, период контроля должен составлять 1 раз в года. В связи с тем, что работа на данной площадке временная (около суток 690,35). Контроль должен проводиться один раз за время проводимых работ расчетным способом.

**Выводы.** Выполненный прогноз загрязнения атмосферы позволяет рекомендовать реализацию данного проекта. Проектируемые работы не окажут измеряемого воздействия на качество атмосферного воздуха в ближайших населенных пунктах в виду локального характера воздействия указанных источников выбросов. Так как максимальные концентрации загрязняющих веществ сосредоточены только на отведенной площадке буровой. Поскольку территория промышленной площадки относится к рабочей зоне и расчетные уровни загрязнения ниже нормативных требований к воздуху рабочей зоны, то можно считать, что выбросы от оборудования не приводят к сверхнормативному загрязнению атмосферного воздуха окружающей среды.

Концентрации загрязняющих веществ на территории вахтового поселка в пределах нормативных требований к предельно-допустимым концентрациям в рабочей зоне.

Концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ и на территории близлежащего населенного пункта ниже нормативных требований к предельно - допустимым концентрациям для населенных мест.

Работы по бурению скважин носят временный характер. Критерий опасности проектируемых работ КОВ относится к 2 категории опасности.

## 6.2 Характеристика источников физического воздействия

Одной из форм физического воздействия на окружающую среду являются упругие колебания, распространяющиеся в виде звуковых и вибрационных волн.

Проведение буровых работ сопровождается следующими факторами физического воздействия: шум, ударные волны, вибрация.

Шумовой эффект возникает непосредственно на производственной площадке объекта.

Наиболее интенсивное шумовое воздействие наблюдается при ведении бурения. Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Во время строительных работ на месторождениях внешний шум может создаваться при работе механических агрегатов, автотранспорта.

Для оценки суммарного воздействия производственного шума используется суточная доза. Суточная доза состоит из 3 парциальных доз, соответствующих 3 восьмичасовым периодам суток, отражающим основные виды жизнедеятельности человека: труд, деятельность и отдых в домашних условиях, сон.

Парциальные дозы определяют отдельно для каждого восьмичасового периода с учетом соответствующих им допустимых уровней шума. Расчет парциальных доз шума для

3 периода жизнедеятельности проводят по разности между фактическими и допустимыми уровнями звука в дБА. Для этого находят три значения разностей уровней и по таблице соответствующие им превышения допустимых доз для каждого периода. Среднесуточную дозу определяют делением суммы парциальных доз на 3 (количество периодов суток).

Общее воздействие производимого шума на территории промысла в период проведения строительства скважин будет складываться из двух факторов:

- воздействие производственного шума (автотранспортного, специальной технологической техники, буровой установки и передвижных дизель-генераторных установок);
- воздействие шума стационарных оборудований, расположенных на соответствующих площадках.

На месторождении оборудование буровых установок является источником шума широкополосного спектра с постоянным уровнем звука.

Снижение уровня звука от источника при беспрепятственном распространении происходит примерно на 3 ДБ при каждом 2-х кратном увеличении расстояния. снижение пиковых уровней звука происходит примерно на 6 Дб. Поэтому с увеличением расстояния происходит постепенное снижение среднего уровня звука. При удалении от источника шума на расстоянии до 200 метров происходит быстрое затухание шума. при дальнейшем увеличении расстояния снижение звука происходит медленнее. Также следует изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характера и состояния прилегающей территории. рельефа территорий.

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике. Применение, при необходимости. звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

***Предельно допустимые уровни (далее – ПДУ) вредного воздействия физических факторов на здоровье работающих соответствуют требованиям приказа Министра национальной экономики от 28 февраля 2015 года №169 «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека». предельно-допустимый уровень шума на производственных предприятиях не должны превышать 80 дБа.***

***Шумовое воздействие автотранспорта.*** Допустимые уровни внешнего шума автомобилей. действующие в настоящее время. применительно к условиям строительных работ. составляют: грузовые автомобили с полезной массой свыше 3,5 т создают уровень звука - 89дБ (А); грузовые автомобили с дизельным двигателем мощностью 162кВт и выше - 91 дБ (А). Средний допустимый уровень звука на дорогах различного назначения. в том числе местного, составляет 73 дБ (А). Эта величина зависит от ряда факторов, в том числе от технического состояния транспорта, дорожного покрытия, интенсивности движения, времени суток конструктивных особенностей дорог и т.д. В условиях транспортных потоков планируемых при проведении намечаемых работ, будут преобладать кратковременные маршрутные линии. Использование автотранспорта для обеспечения работ, перевозки персонала. технических грузов и др. с учетом создания звуковых нагрузок, не будет превышать допустимых нормированных шумов – 80дБ (А). а использование мероприятий по минимизации шумов при работах на месторождении, даст возможность значительно снизить последние.

***Вибрация.*** Действие вибрации на организм проявляется по – разному в зависимости от того, как действует вибрация. Общая вибрация воздействует на весь организм. Этот вид вибрации проявляется в проведения буровых работ.

Локальная (местная) вибрация воздействует на отдельные части тела (например. при работе с ручным пневмоинструментом. виброуплотнителями и т.д.).

В зависимости от продолжительности воздействия вибрации. частоты и силы колебаний возникает ощущение сотрясения (паллестезия).

При длительном воздействии возникают изменения в опорно-двигательной, сердечно-сосудистой и нервной системах.

Вибрационная безопасность труда должна обеспечиваться:

- ✓ соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введения технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их назначением;
  - ✓ исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введением ограждений, предупреждающих знаков. использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
  - ✓ применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- ✓ контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки на оператора, соблюдением требований вибрационной безопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

### ***Мероприятия по снижению шумов и вибрации***

Для защиты персонала от шума - одной из форм физического воздействия. адаптация к которой невозможна. проектом предусматривается:

- установка оборудования - изолированно от мест нахождения обслуживающего персонала (установка в закрытых помещениях или снаружи зданий);
- все вентиляторы на виброоснованиях;
- персонал обеспечен индивидуальными средствами защиты от шума.

Методы защиты от вибраций также включают в себя способы и приемы по снижению вибрации как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящий, главным образом, в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов.

*Электромагнитные излучения.* Влияние электромагнитных полей на биосферу разнообразно и многогранно. Взаимодействие электромагнитных полей с биологическим объектом определяется:

- параметрами излучения (частоты или длины волны, когерентностью колебания, скоростью распространения, поляризацией волны);
- физическими и биохимическими свойствами биологического объекта, как среды распространения ЭМП (диэлектрической проницаемостью, электрической проводимостью, длиной электромагнитной волны в ткани, глубиной проникновения, коэффициентом отражения от границы воздух-ткань).

Для оценки воздействия ЭМП на человеческий организм с целью выбора способа защиты проводится сравнение фактических уровней излучателей с нормативными. Измерение уровней излучений производится в порядке текущего санитарного надзора, при сдаче в эксплуатацию новых или реконструированных источников ЭМП и общественных зданий и сооружений, расположенных на прилегающей к электромагнитным излучателям территории.

Источниками электромагнитных излучений будут являться высоковольтные линии электропередач после ввода их в эксплуатацию, и трансформаторные подстанции с силовыми трансформаторами. Эти объекты устанавливаются и эксплуатируются только в соответствии с требованиями электробезопасности (высота опор, количество проводов и изоляторов на них). Поэтому ЛЭП не будет представлять опасности, как для населения, так и для ОС. Аналогичные условия предъявляются и к трансформаторным подстанциям,

которые также не будут являться источниками неблагоприятного электромагнитного воздействия на ОС.

Для защиты окружающей среды от химических примесей химические вещества, на буровую площадку должны доставляться в заводской упаковке, полиэтиленовых мешках или резинокордоновых контейнерах и хранится в специальных помещениях. После растворения в воде химические реагенты вводят в раствор без потерь и остатков. Бумажную и другую тару от цемента, барита и полиэтиленовые мешки от химических примесей вывозят в специальных контейнерах согласно договору, со специализируемой организацией.

## 7 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СРЕДА

Геологическая среда представляет собой многокомпонентную, весьма динамичную, постоянно развивающуюся систему, находящуюся под влиянием инженерно-хозяйственной деятельности, в результате чего происходит изменение природных геологических и возникновение новых антропогенных процессов.

Оценка воздействия на геологическую среду является обязательной частью данного раздела проектов, затрагивающих вопросы недропользования. Учитывая, что в сложившейся структуре проектов воздействие на отдельные составляющие геологической среды – подземные воды и почвенный покров, рассматриваются в соответствующих разделах, в данном разделе будут смоделированы возможные последствия воздействия на геологическую среду проведения буровых работ на месторождении Урихтау.

В результате антропогенной деятельности могут произойти изменения части геологической среды. В случае добычи нефти и газа геологические процессы в литосфере могут привести даже к катастрофическим последствиям, таким как землетрясения, оползни, просадки поверхности, обвалы, медленные движения, изменения уровня подземных вод, трещинообразование, наводнение и др.

### 7.1 Факторы негативного воздействия на геологическую среду

Основными факторами воздействия на геологическую среду в процессе бурения являются следующие виды работ:

- строительство буровых скважин;
- движение транспорта;

Возможные негативные воздействия на геологическую среду следующие:

- *при строительстве скважин* – может выражаться в нарушении сплошности пород;
- *влияние движения автотранспорта* при производстве планируемых работ состоит в нарушении почвообразующего субстрата, воздействии на рельеф, загрязнении почв при аварийных разливах ГСМ и другими нефтепродуктами.

### 7.2 Оценка устойчивости геологической среды

Устойчивость геологической среды к различным видам воздействия на нее в процессе проведения работ по бурению скважин не одинакова и зависит как от специфики работ, так и от длительности воздействия. Рассмотрим влияние передвижения автотранспорта в период строительства скважин на геологическую среду.

**Воздействие автотранспорта.** Для обеспечения круглогодичной транспортной связи используются ранее построенные промысловые дороги. Доставка грузов от скважин при бурении скважин будет осуществляться по грунтовым дорогам сезонного действия. Незапланированное использование дорожных сетей приведет к локальным преобразованиям почвенного субстрата на этих местах, распространению галофитов на выбитых участках и сокращению растительности вдоль дорог.

**Характер воздействия.** Воздействие на геологическую среду будет наблюдаться как на верхние части геологической среды, через почво-грунты при передвижении специальной техники по площади работ и строительных работах на скважине, аварийных разливах опасных материалов. Кратковременный период работ в сочетании с небольшими объемами работ, которые не наносят значительного ущерба окружающей среде, характеризуют воздействие на геологическую среду как *незначительное*.

Сам процесс бурения скважин приводит к изменениям в нижних частях геологической среды (до 4293,94м): разрушение массива горных пород, поступление в

подземные горизонты буровых растворов, состав которых меняется в зависимости от глубины бурения (полимерный).

**Уровень воздействия.** Уровень воздействия – *минимальный*, так как проектируемые работы не могут вызвать необратимого нарушения целостности состояния горных пород.

***Природоохранные мероприятия:***

- комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;

- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием для заводнения промысловых сточных вод;

- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;

- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти.

***Выводы:*** Воздействия на геологическую среду оцениваются: в пространственном масштабе как *локальное*, во временном как *временное* и по интенсивности, как *умеренное*.

## 8 ВОДНЫЕ РЕСУРСЫ

### 8.1 Характеристика источников воздействия на подземные воды при производстве работ

Возможные воздействия на водные ресурсы при строительстве вертикальной оценочной скважины заключаются в потреблении водных ресурсов, загрязнении и истощении подземных вод за счет инициирования межпластовых перетоков.

Строительство скважины является экологически опасным видом работ, который сопровождается различного рода техногенными нарушениями компонентов окружающей среды, в частности, подземных вод. Воздействие обусловлено буровыми и техногенными отходами. Процесс бурения относится к водоемким технологическим циклам, связанным с образованием большого количества сточных вод с очень высокой степенью загрязнения. Отведенная под буровую территория может загрязняться сточной водой, буровым раствором, химическими реагентами, шламом и горюче-смазочными материалами.

Основными источниками загрязнения почвогрунтовая, а также потенциальными источниками загрязнения подземных вод при строительстве скважин могут стать:

- блок подготовки и химической обработки бурового и цементного растворов (гидроциклон, вибросито);
- циркуляционная система;
- насосный блок (охлаждение штоков насосов, дизелей);
- запасные емкости для хранения промывочной жидкости;
- вышечный блок (обмыв инструмента, явление сифона при подъеме инструмента);
- отходы бурения (шлам, сточные воды, буровой раствор);
- емкости горюче-смазочных материалов;
- двигатели внутреннего сгорания;
- химические вещества, используемые для приготовления буровых и тампонажных растворов;
- топливо и смазочные материалы;
- хозяйственно-бытовые сточные воды;
- твердые бытовые отходы;
- задвижки высокого давления.

**Бурение скважин.** При бурении наклонно-направленной скважины причинами загрязнения подземных вод могут быть, во-первых, неправильная конструкция скважин, во-вторых, токсичные компоненты буровых растворов, отработанные буровые растворы, буровые шламы, высокоминерализованные пластовые воды.

Принятая проектом конструкция скважин позволяет качественное разобщение пластов и не допускает гидроразрыва пород при бурении и ликвидации. Для повышения крепления скважины будут использовать различные технические средства совершенные тампонажных материалы, наиболее подходящие к конкретным геологическим условиям.

Во избежание попадания загрязнения в почвогрунтовая, а затем и в подземные воды, все технологические площадки (под агрегатным блоком, приемной емкостью, насосным блоком, под блоком ГСМ и т.д.), покрываются цементно-глинистым составом. Технологические площадки сооружаются с уклоном к периферии. Воздействие на подземные воды от бурения скважин много характерно.

**Буровой раствор** готовится в блоке приготовления бурового раствора, хранится в металлических емкостях. Циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе, то есть из скважины по металлическим желобам через блок очистки в металлические емкости, из них насосами подается в скважину. Проектом предусмотрена система очистки бурового раствора вышедшего из скважины с отделением твердой фазы, с целью его повторного использования: шламовые осадки после вибросита, пескоотделителя и илоотделителя с небольшим количеством отработанного раствора сбрасываются

временный шламонакопитель. Транспортировка химических реагентов предусматривается в исправной таре (в крафт-мешках, бочках). Сыпучие химреагенты будут храниться в специальном помещении.

Практически все входящие в состав бурового раствора химреагенты не опасны или мало опасны. Буровой раствор будет приготовлен на водной основе с использованием технической воды из самоизливающихся гидрогеологических скважин. По химическим и качественным показателям вода относится:

- к слабоминерализованной (2472 мг/л);
- к кальциево-магниевому-карбонатно-хлоридным;
- к нейтральной (рН = 6,89),
- содержание нефтепродуктов и тяжелых металлов не превышает нормы.

Таким образом, технические воды (основной компонент бурового раствора) не внесут в водоносные горизонты каких-либо новых компонентов.

**Пластовые воды.** Пластовые воды могут содержать не только растворенные, но и малорастворимые минералы (силикаты, алюмосиликаты, ферро силикаты и т.д.). Основные минеральные вещества, входящие в состав пластовых вод, представлены солями натрия, калия, кальция, магния, а основными солями пластовых вод являются хлориды и карбонаты щелочных и щелочноземельных металлов.

**Буровой шлам** представляет собой смесь выбуренной породы и бурового раствора. Буровой шлам по минеральному составу не токсичен, но диспергируясь в среде бурового раствора, его частицы адсорбируют на своей поверхности токсичные вещества. Таким образом, наряду с выбуренной породой и нефтью буровой шлам содержит все химические реагенты, применяемые для приготовления бурового раствора.

Содержание химических реагентов в нем достигает 15%. Примерный фазовый состав бурового шлама следующий:

водная фаза – 20-30%;	органика – 10-18%;
твердая фаза – 50-70%;	минеральные соли – более 10%.

Отходы бурения нижних продуктивных интервалов могут быть сильно загрязнены нефтью и нефтепродуктами.

О загрязняющей способности отработанного бурового раствора и шлама судят по содержанию в них нефти и органических примесей, по значению показателя рН и минерализации жидкой фазы. Буровой шлам сбрасывается на металлические емкости и впоследствии вывозится на полигон по обезвреживанию и хранению отходов согласно по договору. Это позволит избежать фильтрации вредных веществ в окружающую среду.

**Сточные воды.** Во время буровых работ на промплощадке будут образовываться буровые и технические сточные воды. Технические сточные воды образуются при мытье промышленной площадки, оборудования, технических средств передвижения. По степени токсичности технические сточные воды наименее опасные (следы нефтепродуктов), чем буровые сточные воды.

**Вахтовый поселок.** Источником загрязнения подземных вод является стационарная база. На территории базы будут размещены вагончики (жилые, столовая), склад ГСМ, дизельная, наружная уборная, специальные емкости для сбора жидких бытовых отходов и твердых отходов, специальные ёмкости для сбора отработанных масел.

#### **Выводы:**

1. Проектируемое производство по строительству скважин будет производиться согласно проекту выполненного ТОО «КМГ Инжиниринг».

2. Загрязнение подземных вод в основном верхних горизонтов будет минимальным в силу принятых проектом решений.

3. Предусмотрено применение экологически безопасного бурового раствора, а также его повторное использование.

4. Наиболее опасным в плане загрязнения подземных вод на буровой являются буровые сточные воды. При нарушении системы обратного водоснабжения, при нарушении

или отсутствии гидроизоляции емкостей сбора сточных вод загрязнения начнут фильтроваться в водоносный горизонт.

5. Концентрация загрязнений, попавших в подземные воды с буровыми реагентами, незначительная. Ущерб качеству подземных вод исключается.

## 8.2 Мероприятия по охране поверхностных вод

Для уменьшения загрязнения окружающей среды территории предусматривается комплекс следующих основных мероприятий:

- циркуляция промывочной жидкости осуществляется по замкнутому циклу: скважина – циркуляционная система – приемные емкости – нагнетательная линия – скважина;
- утилизация буровых сточных вод;
- соблюдение технологического регламента на проведение буровых работ;
- своевременный ремонт аппаратуры;
- недопущение сброса производственных сточных вод на рельеф местности.

### Рекомендации по охране подземных вод:

- Принятая конструкция скважин не должна допускать гидроразрыва пород при бурении, ликвидации нефтегазопроявлений. Для изоляции верхних горизонтов необходимо предусмотреть кондуктор, который цементируется до устья;
- Особое внимание при строительстве скважин должно быть уделено предотвращению межпластовых перетоков подземных вод при не герметичности ствола скважины. Для повышения крепления скважины должны быть использованы различные технические средства, совершенные тампонажных материалы, наиболее подходящие к конкретным условиям;
- Применение специальных рецептур буровых растворов при циркуляции вне обсаженной части ствола скважины;
- Применение технологии цементирования, обеспечивающей подъем цементного кольца до проектных отметок и исключаяющей межпластовые перетоки в зонах активного водообмена после цементирования;
- Для предупреждения загрязнения водоносных горизонтов по стволу скважины должна быть установлена промежуточная колонна;
- Буровые сточные воды необходимо максимально использовать в оборотном водоснабжении (для повторного приготовления бурового раствора);
- Во избежание попадания загрязнений в почво-грунты, а затем и в подземные воды, все технологические площадки (под агрегатным блоком, приемной емкостью, насосным блоком, под блоком ГСМ и т.д.), покрываются изолирующими материалами. Технологические площадки сооружаются с уклоном к периферии. Сыпучие химреагенты затариваются и хранятся под навесом для химреагентов, обшитых с четырех сторон. Жидкие химреагенты хранятся в цистернах на площадке ГСМ. Отработанные масла собираются в специальные емкости и вывозятся для дальнейшей регенерации.

## 9 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ

### 9.1 Характеристика видов воздействия на почвы

В данном проекте приводится характеристика антропогенных факторов (физических и химических) воздействия на почвенный покров и почвы, связанных с реализацией данного проекта.

Антропогенные факторы воздействия выделяются в две большие группы:

- физические,
- химические.

Воздействие физических факторов в большей степени характеризуются механическим воздействием на почвенный покров (движение автотранспорта, строительство и обустройство буровой площадки, монтаж и демонтаж бурового оборудования, бурение скважин).

К химическим факторам воздействия можно отнести: привнеси загрязняющих веществ в почвенные экосистемы с буровыми сточными водами, буровыми шламами, хозяйственными стоками, бытовыми и производственными отходами, при аварийных (случайных) разливах ГСМ, при возможных разливах пластовых вод во время проведения работ.

### 9.2 Физические факторы

**Автотранспорт.** Наибольшая степень деградации почвенного покрова территории может быть вызвана развитием густой сети полевых дорог при проведении работ на изучаемой площади: транспортировка бурового оборудования и оборудования для обустройства вахтового поселка, компонентов буровых растворов, ГСМ и др., ежедневная доставка рабочего персонала из вахтового поселка.

При дорожной дигрессии изменениям подвержены все компоненты экосистем - растительность, почвы и даже литогенная основа. При этом происходит частичное или полное уничтожение растительности, разрушение почвенных горизонтов, их распыление и уплотнение.

Степень нарушенности будет зависеть от интенсивности нагрузок и внутренней устойчивости экосистем. Оценка таких нарушений может производиться с позиций оценки транспортного типа воздействий, как по площади производимых нарушений, так и по степени воздействия. При этом, как правило, учитываются состояние почвенных горизонтов, их мощность, уплотнение, структура, глубина вреза колеи, проявление процессов дефляции и водной эрозии. При более детальной оценке могут привлекаться материалы лабораторных анализов определения физико-химических свойств почв. В этом случае показателями деградации почв могут служить данные об уменьшении запасов гумуса, изменении реакции почвенного раствора, увеличении содержания легкорастворимых солей и карбонатов, а также данные об ухудшении водно-физических свойств. Оценка роли дорожной дигрессии производится, как правило, по пятибалльной качественно-количественной шкале.

В научно-методических рекомендациях по мониторингу земель предлагается оценивать степень разрушения почвенного покрова по глубине нарушений следующим образом:

- слабая степень – глубина разрушения до 5 см,
- средняя степень – глубина разрушения 6-10 см,
- сильная степень – глубина разрушения 11-15 см,
- очень сильная степень – глубина разрушения более 15 см.

Дорожная дигрессия проявляется, прежде всего, в деформации почвенного профиля. Удельное сопротивление почв деформациям находится в прямой зависимости от их генетических свойств. При этом очень важное значение имеют показатели механического

состава, влажности, содержание водопрочных агрегатов и тонкодисперсного материала. При прочих равных условиях устойчивость почв к техногенным нарушениям возрастает от почв пустынь к степным и от почв легкого механического состава к глинистым и тяжело-суглинистым. При усилении нагрузок в верхних гумусовых горизонтах, находящихся в иссушенном состоянии, может полностью разрушаться структура почвенных агрегатов. Почвенная масса приобретает раздельно частичное пылеватое сложение. Уплотнение перемещается в более глубокие горизонты. В результате, на нарушенной площади, формируются почвы с измененными, по отношению к исходным, морфологическими, химическими и биологическими свойствами.

Большая часть почв пустынных территорий по своим физико-химическим свойствам обладает относительной неустойчивостью к антропогенным нагрузкам. Они не имеют плотного дернового горизонта, их поверхность слабо защищена растительностью, в тоже время большой период времени в году они находятся в сухом состоянии, что увеличивает их подверженность к внешним физическим воздействиям.

В случаях, когда почва находится в сухом состоянии, воздействие ходовых частей автотракторной техники проникает на значительную глубину, песчаная масса приходит в движение. Следы нарушений в песчаных массивах приводят к процессам обарханизации и развитию значительных очагов незакрепленных песков с полной деградацией растительности

Устойчивость почв, как и экосистем в целом, при равных механических нагрузках, зависит от совокупности их морфогенетических и физико-химических характеристик, а также ведущих процессов протекающих в них. Это, прежде всего механический состав почв, наличие плотных генетических горизонтов, степень покрытия поверхности почв растительностью, задернованность поверхностных горизонтов, содержание гумуса, наличие в профиле, особенно в поверхностных горизонтах, легкорастворимых солей и гипса, состав поглощенных катионов, прочность почвенной структуры, характер увлажнения (тип водного режима). Часто на роль ведущего фактора, определяющего устойчивость почв к механическим антропогенным воздействиям, выходит водный режим, выражающийся в характере их увлажнения.

### ***Механические нарушения почв***

Механические нарушения почв выражаются в уничтожении плодородных верхних горизонтов, разрушении их структурного состояния и переуплотнении, изменении микрорельефа местности (ямы, канавы, отвалы, выбросы, колеи дорог). Вид и степень деградации почвенного покрова при антропогенных воздействиях, в первую очередь, определяется комплексом морфо-генетических и физико-химических свойств почв, обусловленных биоклиматическими и геоморфологическими условиями почвообразования (механический состав почв; наличие плотных генетических горизонтов: коркового, солонцового; задернованность и гумусированность поверхностных горизонтов; состав поглощенных катионов; содержание водопрочных агрегатов, тип водного режима и пр.). Чем выше уровень естественного плодородия почв, тем более устойчивы их экологические функции по отношению к антропогенному прессу. Исследования показывают, что допустимые уровни антропогенных нагрузок значительно выше на хорошо гумусированных структурных почвах, чем на малогумусных бесструктурных.

Проведенные почвенные исследования в пределах исследуемых участков (изучение фондовых материалов, обобщение аналитических данных и данных полевых исследований) позволяют сделать вывод о низких естественных показателях буферности почв обследованной территории. В этой связи для данной территории определяющими критериями устойчивости почв к антропогенезу являются механический состав, особенности водного режима и распределения солей по профилю.

По данным многих исследователей влияние механического состава на удельное сопротивление почв является определяющим. Согласно «Научно-методическим указаниям

по мониторингу земель Республики Казахстан», по содержанию частиц физической глины (фракции менее 0,01 мм) степень устойчивости почв к антропогенному воздействию механического характера определяется показателями: более 20% – сильная, 10-20% – средняя, менее 10% – слабая.

Почвы обследованной территории по гранулометрическому составу, в основном, средне и слабосуглинистые. Лишь небольшой участок относится к глинистым и тяжелосуглинистым. Такие почвы отличаются довольно высокой устойчивостью к механическим воздействиям.

Реакция экосистем и составляющих их компонентов (почв и растительности) на антропогенные механические воздействия во многом определяется погодными условиями и сезоном проведения работ. При этом часто на роль ведущего фактора, определяющего устойчивость почв, выходит водный режим. Почвы гидроморфного ряда – луговые, солончаки, а также такыры в весенний и раннелетний периоды находятся в переувлажненном состоянии и практически не проходимы для тяжелой автотракторной техники. Просыхая осенью и замерзая зимой, они становятся доступными для проведения работ. При проведении работ в это время нарушения почв будут наименьшими. Близкую реакцию по отношению к этому фактору будут проявлять и полугидроморфные почвы.

Другим не менее важным внешним фактором, определяющим характер воздействия, является ветровая активность. Работа на участках с почвами легкого механического состава весной в период наибольшей эоловой активности может сопровождаться резким усилением процессов дефляции.

**Этап строительства объектов.** Площадь нарушений на этапе строительства скважины и объектов временного жилья будет зависеть от длительности проведения строительных работ и от площади извлекаемого грунта.

Строительство объектов на изучаемой площади складывается из нескольких видов работ: бетонирование площадок, сооружение фундаментов, обустройство объектов жилья и привышечных сооружений, устройство сточных желобов, строительство временных складов ГСМ и буровых реагентов.

Строительство скважины является одним из основных этапов при проведении буровых работ. Размеры площадей с нарушенным почвенным покровом формируются в основном в период строительства буровой. При обустройстве объекта будет наблюдаться деградация почвенного покрова. Изменения почв в этих местах носит необратимый характер, так как полностью нарушается стратиграфия почвенных горизонтов, на дневной поверхности оказывается почвообразующая порода, засоленная.

Масштабы воздействия от перечисленных видов работ будет зависеть от правильно выбранных природоохранных решений, закладываемых в проекте работ. Основными задачами охраны окружающей среды на стадии проектирования являются: максимально возможное сохранение почвенного покрова, возможность соблюдения установленных нормативов земельного отвода, проведение рекультивации почвенно-растительного покрова после завершения бурения, испытания скважин и демонтажа комплекса буровой.

Практика проведения строительства буровых площадок показывает, что одним из распространенных нарушений является повышение нормативов земельных отводов. Иногда максимальные площади техногенных нарушений почвенного покрова превышают официальный отвод в 1,9-4,0 раза.

В южных районах широко используется такой прием, как предварительное, до начала строительства, снятие верхнего плодородного слоя почвы и последующее нанесение его на нарушенный участок. Разработанный для районов с ценными и богатыми гумусом почвами этот прием не применим, а в некоторых случаях, экологически вреден для других видов почв. Установлено, что если почвы не богаты гумусом, с изреженным типом растительности, то снятие почвенно-растительного покрова на площадке строящейся буровой неэффективно.

Немаловажным фактором является правильное размещение объектов на площадке строящегося комплекса буровой. Необходимо предусмотреть строительство в пределах земельного отвода, как самих объектов скважины, так и размещение временных складских помещений, временного помещения для отдыха и питания, места базирования многочисленной техники и др. Часто эти объекты располагаются за пределами официально отведенной площадки. Это приводит к тому, что к участку, нарушенному в процессе монтажа бурового комплекса, добавляется площадь техногенных нарушений за пределами земельного отвода. Многочисленные исследования показывают, что дополнительная площадь с поврежденными растительностью и почвами может достигать 1,5 га, и размер официального отвода увеличивается на 25-40%.

Территория проведения буровых работ характеризуется почвами не богатыми гумусом, с изреженным типом растительности, то снятие почвенно-растительного покрова на площадке перед проведением работ не рекомендуется.

Правильный подход строительства скважины обеспечивает безопасное ведение работ в дальнейшем. Ввиду кратковременности проведения строительных работ, считаем, что воздействие будет незначительным, локальным, то есть только в радиусе проведения строительных работ.

Таким образом, площадь техногенных нарушений будет наблюдаться строго в пределах земельного отвода.

**Технологический процесс бурения.** Площадь техногенного нарушения почвенного покрова также зависит от продолжительности бурения и глубины бурения скважин. Проектом предусматривается бурение скважин на глубину 5500 м.

Многолетние опытные данные свидетельствуют о том, что максимальные средние удельные площади нарушений наблюдаются в наименее глубоких, т.е. бурящихся непродолжительное время скважинах. Чем больше функционирует буровая, тем ниже рассматриваемый показатель. Это означает, что в процессе собственно бурения площадь техногенных нарушений растет очень медленно или вообще не увеличивается. Следовательно, размеры площадей с нарушенным почвенным покровом формируются в основном в период строительства буровой.

Минимальные техногенные нарушения наблюдаются в случае расположения буровой в замкнутом понижении, т.е. в данном случае роль ограничивающего фактора выполняет сам рельеф. Высокие показатели средних удельных площадей нарушений вокруг буровых расположенных на наклонных поверхностях (склон, вершина холма) обуславливаются возникновением эрозионных процессов.

Оценивая по приведенным показателям (глубина бурения скважины, расположение в рельефе, территория земельного отвода) считаем, что бурение планируемых скважин не приведут к значительным нарушениям почвенных экосистем.

### 9.3 Химические факторы

Основными потенциальными факторами химического загрязнения почвенного покрова на территории проведения буровых работ являются:

- загрязнение в результате газопылевых осадений из атмосферы;
- загрязнение токсичными компонентами буровых растворов;
- загрязнение нефтью и нефтепродуктами в случаях аварийного разлива ГСМ и испытаниях скважин;
- загрязнение отходами строительства;
- загрязнение отходами бурения (буровые сточные воды, буровые шламы).

По масштабам воздействия все виды химического загрязнения почв относятся к точечным.

**Загрязнение почв в результате газопылевых осадений из атмосферы** пропорционально объемам газопылевых выбросов и концентрации в них веществ-

ПРОЕКТ ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ПРОЕКТУ «ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ВЕРТИКАЛЬНОЙ ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ У-6, НА КТ-II И ДЕВОН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ УРИХТАУ НА ПРАВОМ БЕРЕГУ Р.ЖЕМ»

загрязнителей. Источниками этого вида загрязнения являются все источники выбросов, охарактеризованные в разделе «Оценка воздействия на атмосферный воздух» данного проекта. В силу временного характера, периодичности их действия, сравнительно низкой интенсивности выбросов и благоприятных для рассеивания метеоклиматических условий, воздействие на почвенный покров этих факторов будет крайне незначительным и практически неуловимым.

**Загрязнение токсичными веществами в составе, буровых растворов и отходов бурения.** Проектом буровых работ предусматривается применение буровых растворов на основе химически - активных ингредиентов, состоящих из жидкой и твердой фаз (глинисто - полимерной и полимерной системы в зависимости от интервала бурения).

Твердая фаза глинистых растворов представляет собой сложную полидисперсную систему, состоящую из глинистых минералов, в состав такой системы может входить утяжелитель, а также химические реагенты: понизители водоотдачи, структурообразователи, смазывающие добавки, пеногасители.

Количества углеводородов и высокомолекулярных смолисто-асфальтовых веществ по химическому составу и строению молекул химические реагенты буровых растворов классифицируются следующим образом:

- низкомолекулярные неорганические соединения – каустическая сода, кальцинированная сода, хлористый калий, едкий калий и др.;
- высокомолекулярные неорганические соединения – конденсированные полифосфаты, силикаты натрия, изополихроматы;
- высокомолекулярные органические соединения (ВОС) с волокнистой формой макромолекулы - простые и сложные эфиры, целлюлозы, крахмал, акриловые полимеры, альгиновые кислоты и др.

При бурении скважин будут использованы низкомолекулярные неорганические соединения: каустическая сода, кальцинированная сода, барит; органические реагенты двух типов ВОС с волокнистой формой молекул – КМЦ, полиакриламид.

Поскольку химические компоненты буровых растворов и отходов бурения являются потенциальными источниками загрязнения окружающей среды, необходимо знать уровни их токсичности.

#### **9.4 Оценка воздействия на почвенный покров и почвы**

Проведение бурения скважин неизбежно оказывает негативное воздействие на окружающую природную среду, и находятся под пристальным вниманием природоохранных органов, экологических групп и др.

Характер нарушений и степень нарушенности природных комплексов под влиянием хозяйственной деятельности человека зависит от вида и тяжести нагрузок, а также внутренней устойчивости самих экосистем.

До начала буровых работ главной стратегией Компаний, ведущих указанные работы, является оценка воздействия намечаемой деятельности на окружающую природную среду и минимизация этого воздействия посредством строгого выполнения рекомендуемых природоохранных мероприятий.

Многочисленные исследования специалистов по изучению экологических проблем при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ на различных природных территориях показали, что на территориях с традиционными типами природопользования (растениеводство, выпас, сенокосение и др.) природные комплексы уже трансформированы. Добавление новых техногенных воздействий, сопряженных с поисково-разведочными и другими инженерными работами, практически не обнаруживаются.

В рамках данного проекта проводится оценка воздействия намечаемых работ на природные экосистемы района. Осуществление буровых работ по проекту неизбежно

приведет к нарушению почвенного покрова участка работ в виде линейной (образование сети грунтовых дорог), очаговой или точечной (сооружение и эксплуатация буровой площадки и других объектов, бурение скважин) нарушенности почв.

**Механическое воздействие.** Воздействие ходовых частей автотракторной техники приводит к полному уничтожению почвенно-растительного покрова. Дорожная колея, способствует развитию очагов барханообразования и выдувания.

Для передвижения по пескам с целью снижения механического воздействия следует использовать автотранспорт с низким давлением шин.

При обустройстве объекта будет наблюдаться деградация почвенного покрова. Изменения почв в этих местах носит необратимый характер, так как полностью нарушается стратиграфия почвенных горизонтов, на дневной поверхности оказывается почвообразующая порода. Следует иметь в виду, что помимо прямого воздействия дорожной депрессии на почвенный покров она сопровождается и косвенным воздействием, выражающемся в запылении прилегающих территорий песчаными частицами и солями. Исследования показывают, что площади косвенного влияния дорожной депрессии на почвенный покров, как правило, превышают площади прямого воздействия по крайней мере вдвое.

Ввиду незначительной мощности или полного отсутствия плодородного слоя (гумуса), верхний слой почвы при осуществлении работ не будет сниматься. При осуществлении планируемого проекта неизбежны нарушения почв, сопровождаемые полным уничтожением морфологического профиля и извлечением на поверхность подстилающих пород (при планировке площадки строительстве бурового комплекса, при обваловке, при бурении и т.п.) в пределах краткосрочного земельного отвода – 3,65 га (под буровую). Полевые наблюдения за состоянием территорий, характеризующихся сходными по интенсивности антропогенными нарушениями (сеть законсервированных скважин, показали, что процессы самовосстановления почвенно-растительного покрова протекают довольно медленно.

Для района характерна общая замедленность почвообразовательных процессов, как для всей пустынной зоны. Антропогенные нарушенные почвы, зафиксированные здесь, характеризуются маломощным профилем, и они носят признаки полной деградации (особенно у законсервированных скважин).

Природная дефляция идет в районе настолько интенсивно, что усиление ее за счет антропогенной нарушенности почв и почвообразующего субстрата» не играет практической роли.

Таким образом, площадь техногенных нарушений будет наблюдаться строго в пределах земельного отвода.

**Геохимическое воздействие** на почвы возможны через аварийные разливы буровых растворов. ГСМ, буровых сточных вод, разливы пластовых вод при проведении работ.

При попадании загрязнителей в почву наибольшее воздействие испытывают так называемые сорбционные барьеры: органогенные и иллювиальные горизонты, действующие как геохимический фильтр и удерживающие большую часть загрязняющих веществ в почвенном профиле.

Почвы рассматриваемого участка работ обладают очень слабой способностью к самовосстановлению при загрязнении. Особенной низкой она будет в экосистемах с солончаками соровыми. Эти почвы отличает полное отсутствие биогенности, связанное с очень высоким содержанием легкорастворимых солей и длительным пребыванием их в переувлажненном состоянии. Формирование их происходит при непосредственном участии сильно минерализованных грунтовых вод, залегающих на глубине 1,0 м. Такое состояние почв создает условия для деградирования почв при антропогенных нагрузках в условиях добычи углеводородного сырья. При загрязнении экосистем соров не исключена возможность попадания ее в грунтовые воды, после чего практически окажется невозможной полная очистка экосистем.

Практика показывает, что такие очаги нарушения почвенного покрова в условиях пустынной зоны без проведения соответствующих рекультивационных мероприятий восстанавливаются довольно медленно.

Воздействие на почвенный покров от расположения стационарной базы буровиков будет наблюдаться в полном уничтожении почвенного покрова в пределах 0,25 га.

В целом, в результате проведения планируемых работ предполагается, что в пределах всей краткосрочно отведенной площади (3,50 га – на 1 скважину) будет полностью уничтожен почвенный покров. В результате здесь будут образованы зоны (очаги) развеваемых песчаных массивов, достаточно загрязненные различными веществами и мусором. Практика показывает, что такие очаги нарушения почвенного покрова в условиях пустынной зоны без проведения соответствующих рекультивационных мероприятий восстанавливаются довольно медленно.

### **9.5 Рекомендуемые мероприятия по минимизации нарушений почвенного покрова и рекультивации почв**

Комплекс проектных технических решений по защите земельных ресурсов от загрязнения и истощения и минимизации последствий при проведении подготовительных и буровых работ включает в себя:

- проведение работ в пределах лишь отведенных во временное пользование территории;
- движение транспорта только по утвержденным трассам;
- бетонирование площадок на устьях скважин;
- обустройство площадок защитными канавами и обваловкой;
- вывоз и захоронение отходов бурения в специальных местах;
- бетонирование площадки, устройство насыпи и обваловки у склада ГСМ, склада реагентов для буровых растворов и стоянки автотранспорта;
- для предотвращения загрязнения почв химреагентами их транспортировку производить в закрытой таре, а хранение в специальном помещении с гидроизолированным полом;
- буровой раствор готовить в блоке приготовления раствора, со сливом в циркуляционную систему по металлическим желобам. Хранить буровой раствор в металлических емкостях. После окончания бурения оставшийся в металлических емкостях буровой раствор использовать на других буровых;
- циркуляция бурового раствора осуществлять по замкнутой системе: скважина блок очистки (по металлическим желобам) – металлические емкости – скважина (насосами);
- выбуренная порода (шлам) на блоке очистки (вибросито, центрифуга) будет отделяться от бурового раствора и сбрасываться в передвижной металлический контейнер;
- осуществлять подачу ГСМ на буровую по герметичным топливо и маслопроводам;
- осуществлять сбор углеводородов, полученных при испытаниях скважины;
- хранить в емкостях на специально оборудованной площадке.

Реакция почв на антропогенные механические воздействия во многом определяется степенью увлажнения. Чем влажнее почвенный профиль, тем на большую глубину будут распространяться нарушения. В этой связи степень деградации почвенного покрова существенно зависит от сезона проведения работ. Учитывая, биоклиматические особенности формирования почвенного покрова участков наиболее благоприятным для осуществления проекта временем является летний период.

Проведение организационных мероприятий, направленных на упорядочение дорожной сети сведение к минимуму количества проходов автотранспорта по бездорожью

является важным фактором охраны почв от деградации и необоснованного разрушения. По окончании планируемых работ будет проведена техническая рекультивация отведенных земель, т.е. очистка территории от остатков материалов, загрязненного грунта и вывоз его вместе с отходами производства, планировка площадки. Биологическая рекультивация будет произведена после окончания разработки месторождения.

При механических нарушениях почвенного покрова, связанных с частичным или полным уничтожении морфологических горизонтов, восстановление почв обычно проводится путем создания искусственных фитоценозов. Внесением органических (торф, навоз, компосты) и минеральных удобрений может быть существенно снижена продолжительность рекультивации техногенно-нарушенных почв. Рекомендуемые при этом дозы минеральных удобрений в 1,5-2 раза превышают зональные нормы.

Наилучшим методом биологической санитарной обработки нефтезагрязненных почв можно считать применение углеводородокисляющих микроорганизмов, использующих органические соединения нефти в качестве субстрата для своего роста и размножения, что способствует их удалению из окружающей среды.

Для эффективной охраны почв от загрязнения и нарушения необходимо разработать план-график конкретных мероприятий, который наряду с имеющимися проектными решениями, направленными на охрану почв, должен включать следующие мероприятия:

- своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;
- организация передвижения техники исключительно по санкционированным маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;
- использование автотранспорта с низким давлением шин;
- неукоснительное выполнение мер по охране земель от загрязнения, разрушения и истощения;
- разработать и осуществить мероприятия по ликвидации очагов нефтезагрязнения и по рекультивации замазученных участков, в случае возникновения.

## 10 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ

### 10.1 Характеристика современных природных и антропогенных процессов и влияние их на растительность

На состояние растительности территории оказывают воздействие как природные так и антропогенные факторы, кумулятивный эффект которых выражается в развитии и направлении процессов динамики как растительности, так и экосистем в целом.

Динамические процессы условно можно объединить в 3 группы:

- природные (климатические, эдафические, литологические и др.)
- антропогенно-природные, или антропогенно-стимулированные, опустынивание, засоление);
- антропогенные (выпас, строительство и др.)

Природные процессы неразрывно связаны с ландшафтно-региональными, физико-географическими условиями. Если их рассматривать отдельно, они наиболее стабильны, имеют четкие закономерности развития и не приводят к деградации растительности (исключая стихийные бедствия и катастрофы). Природная динамика растительности имеет характер циклических флуктуаций или сукцессий, так как за длительный исторический период эволюционного развития растения адаптировались к конкретным условиям среды обитания.

В разных типах экосистем природные смены (флуктуации, сукцессии) растительности протекают по-разному и имеют свои закономерности. Растительность массива обследования развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебания температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почвообразующих и подстилающих пород, вызывающих преобладание восходящих минеральных растворов в почве.

В современной динамике экосистем и растительности антропогенно-природные процессы преобладают, так как вследствие интенсивной хозяйственной деятельности в регионе чисто природные процессы вычленивать невозможно. Они лишь являются фоном, на которые накладываются антропогенные факторы, приводящие к деградации экосистем.

Антропогенные процессы непосредственно связаны с хозяйственной деятельностью человека на данной территории. Они вызваны влиянием разнообразных антропогенных факторов, вызывающих механическое (выпас, уничтожение) и химическое (загрязнение окружающей природной среды) повреждение растительности и других компонентов экосистем (почв, животного мира и др.). Антропогенные смены протекают более быстрыми темпами и ускоряют природные и антропогенно-природные процессы. Взаимодействие антропогенно-стимулированных, антропогенных и природных процессов стимулируют развитие процесса опустынивания данной территории. По степени воздействия на экосистемы, территории выделяются следующие антропогенные факторы:

1. Пастбищный (выпас, пере выпас скота) – потенциально обратимый вид воздействия, выражен по всей территории в разной степени, в зависимости от нагрузки скота и пастбищной ценности растительности. Вследствие интенсивного засоления почв исследуемого участка, растительность содержит значительные количества минеральных солей, поэтому могут поедаться скотом только после выпадения осадков. Земли используются только как зимние пастбища для верблюдов;

2. Транспортный (дорожная сеть) – линейно-локальный необратимый вид воздействия, характеризующийся полным уничтожением растительного покрова по трассам дорог, запылением и химическим загрязнением растений вдоль трасс. Наиболее сильно выражен вблизи объектов месторождения и населенных пунктов из-за сгущения дорог;

3. Пирогенный – (пожары) локальный вид воздействия, характерен для всех типов экосистем. На заросших кустарником и захламленных ветошью участках может

расцениваться как положительный фактор для улучшения состояния растительности «омоложения», но губителен для животных, особенно беспозвоночных (насекомых);

4. Промышленный (разведка и добычи нефти) – локальный вид воздействия с сильной степенью нарушения экосистем в радиусе 100-1000м (запыление растительного покрова, очаги химического загрязнения в результате разливов нефтепродуктов и других химреагентов, тотальное уничтожения травостоя).

Территориальные экологические последствия влияния этих факторов не равноценны. Кроме того, повсеместно экосистемы испытывают влияние многих факторов одновременно, но интегральный, кумулятивный эффект этих воздействий неодинаков и зависит от исходного состояния и потенциальной устойчивости растительности конкретных участков.

Источниками воздействия на растительность являются:

- Изъятие земель;
- Передвижение транспорта и специальной техники;
- Подготовка поверхности для строительства скважины и иных технологических объектов, в том числе устройство базового полевого лагеря;
- Твердые производственные и бытовые отходы, сточные воды.

При проведении работ на месторождения Урихтау планируется строительство наклонно-направленной оценочной скважины, глубиной по стволу 4293,94 м. Персонал будет проживать на промысле, максимальное количество буровой бригады на месторождении составит 50 человек. Ориентировочный срок проведения работ одной скважины на месторождении составляет около 690,35 дней.

### **10.1.1 Прогноз изменения состояния растительности при бурении скважин**

При проведении планируемых работ на месторождении будет изыматься площадь менее 3,5 га на каждую скважину. На этих территориях будет полностью уничтожена растительность.

Помимо санкционированного участка отчуждения по территории будет наезжена сеть несанкционированных дорог. Это приведет к дополнительным площадям с деградированной растительностью. Чем шире будет сеть наезженных дорог, тем больше вероятности расширения очагов опустынивания.

Территории обследования, в настоящее время, представленные естественной зональной растительностью могут подвергнуться сильным антропогенным воздействиям. В связи с этим вокруг промышленных площадок будет полностью нарушен морфологический профиль почв. Такие участки длительное время не зарастают. При прекращении непосредственного воздействия (до 3-х месяцев) на второй-третий год начнется постепенное зарастание. На первой стадии будут внедряться пионерные виды растительности. Это в основном виды, произрастающие на легких разностях зональных почв, такие как рогач сумчатый и некоторые виды однолетних солянок рода *Petrosimonia*.

На этой стадии начинает формироваться структура растительных сообществ. Они более устойчивы к антропогенным воздействиям. Стадии многолетних сорняков очень длительна по времени (более 10 лет), так как формирование состава и структуры растительных сообществ неразрывно связано с формированием почв. На каждом этапе зарастания растительный покров строго соответствует физико-химическим свойствам почв. Ускорить эти процессы в пустынной зоне можно только при помощи проведения специальных рекультивационных мероприятий.

### **10.1.2 Оценка устойчивости и компенсационных возможностей местной флоры, критерии оценки**

Проведение работ по бурению эксплуатационных скважин отразится на почвенно-растительном покрове в виде следующих изменений:

Полное (реже частичное) уничтожение растительности будет при:

- трассировке временных грунтовых дорог в условиях отсутствия специально оборудованных;
- транспортировке бурового оборудования и технологического оборудования;
- транспортировке реагентов буровых растворов, ГСМ, шламов и других материалов;
- обустройство площадки буровой.

Частичное повреждение растений (реже уничтожение) будет при:

- загрязнении почвенно-растительного покрова выхлопными газами, ГСМ, отработанными буровыми растворами, буровыми шламами, нефтью;
- запылении придорожной растительности;
- бурении скважины.

### **10.2 Мероприятия по минимизации негативных явлений**

При хозяйственном освоении пустынных территория часто возникают трудности из-за выдувания слабоустойчивых грунтов и песчаных заносов. Это особенно ощутимо сейчас, когда с освоением новых месторождений нефти и газа в рассматриваемом районе темпы освоения расширяются. Столь интенсивному развитию процессов дефляции способствуют жаркий засушливый климат, весьма малое количество атмосферных осадков и ветровой режим. Следует учесть, что на месторождения Урихтау имеет место деградация растительного покрова в результате проведенных работ по поискам нефти на этой территории и разработки ближайших нефтяных месторождений.

Для предотвращения нежелательных последствий при проведении планируемых работ по бурению скважин на месторождении и сокращения площадей с уничтоженной и трансформированной растительностью необходимо выполнение комплекса мероприятий по охране растительности:

- свести к минимуму количество вновь прокладываемых грунтовых дорог;
- рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны при строительстве. Расположение объектов на площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования;
- снятие и сохранение плодородного почвенного слоя для последующего использования его при рекультивационных работах;
- не допускать расширения дорожного полотна;
- осуществить профилактические мероприятия, способствующие прекращению роста площадей, подвергаемых воздействию при производстве работ;
- не прокладывать дорогу по сорovým участкам (особенно по их кромке);
- исключить использование несанкционированной территории под хозяйственные нужды.

С целью контроля и оценки происходящих изменений состояния окружающей среды, прогноза их дальнейшего развития и оценки эффективности применяемых природоохранных мероприятий предусмотрено ведение производственного мониторинга.

## **11 ЖИВОТНЫЙ МИР**

### **11.1 Оценка современного состояния животного мира. Мероприятия по их охране**

Разнообразие животного мира представляет огромную ценность, это – уникальный природный ресурс, который играет чрезвычайно важную роль в жизни и хозяйственной деятельности людей. Сохранение биологического разнообразия является одной из формы рационального использования и воспроизводства природных ресурсов.

В период проведения работ по реализации рассматриваемого проекта влияние на представителей животного мира может сказываться при воздействии следующих факторов:

- прямых (изъятие или вытеснение части популяций, уничтожение части местообитаний т.п.);
- косвенных (сокращение площади местообитаний, качественное изменение среды обитания).

Факторы воздействия различаются по времени воздействия: сезонные, годовые, многолетние и необратимые.

Необходимо учитывать и территориальную широту воздействия: то ли оно будет касаться лишь непосредственного участка, повлияет на смежные территории, изменит местообитания на относительно больших территориях или охватит огромные регионы.

Следует также учитывать воспроизводственный потенциал животных, обитающих на территории планируемых работ, так как одни виды способны в относительно короткие сроки восстановить свою популяционную структуру и численность, другие, прежде всего редкие или узкоспециализированные виды, обитающие лишь на ограниченных участках и нигде больше не встречающиеся.

Одни и те же факторы в разной степени их проявлений могут по-разному влиять на животных. При слабом влиянии прямых факторов и некоторых косвенных, не преобразующих местообитания, популяции обычно не деградируют. Либо им хватает воспроизводственного потенциала, чтобы возместить потери, либо животные успевают адаптироваться к качественно новым условиям. При нарастании влияния многих факторов имеется определенный критический уровень, выше которого популяции начинают деградировать и даже исчезать, хотя до этого уровня факторы могли не оказывать никакого воздействия на численность животных.

Наиболее опасны сильные и одновременно постоянные воздействия. Что касается преобразований местообитаний, то для некоторых видов они могут быть положительными, для других – отрицательными.

#### ***11.1.1 Антропогенные факторы***

Проблема развития биоценозов пустынь в одновременных условиях нарушенной и постоянно изменяемой в процессе освоения земель природной среды в последние годы особенно актуальна. Происходящие в пустынной зоне изменения лишь отчасти и в немногих точках могут рассматриваться как позитивные, на большей же территории аридных земель имеют место деградационные процессы, в той или иной мере отражающиеся и на животном мире.

Практическое значение для человека имеют как массовые, так и некоторые редкие виды. Можно предположить, что влияние человека на массовые виды меньше, чем на редкие. Однако, как показывает опыт освоения человеком ресурсов дикой фауны пустынь, численность и само существование массовых, особенно стадных, видов в большей мере подвержены влиянию со стороны человека, чем численность редких или малочисленных видов. Массовые виды имеют наибольшее значение в экономике природы и соответственно имеют особую привлекательность и доступность для практического использования их человеком. Значит, интенсивность использования массовых видов во много раз больше, чем редких и малочисленных, которые рассеяны по территории и малодоступны.

Немалая часть из них добывается в рассматриваемом районе. В новых условиях утрачивается биологическая целесообразность некоторых свойств диких животных, выработанных в процессе эволюции, в частности стадность. В настоящее время при новых способах промысла свойство стадности стало вредным для копытных. Один из двух видов этих животных – джейран к настоящему времени уже истреблен в рассматриваемом районе, однако еще в 60-х годах он здесь был обычным видом. Подвергается постоянному истреблению другой вид копытных – сайгак. Причинами катастрофического сокращения численности джейрана и наметившегося в последние годы снижения численности сайгака послужили прямое уничтожение их человеком, сокращение площади естественных пастбищ в результате изменения пустынной растительности и вытеснения с них диких стад отарами домашних животных и изменение территории (появление дорог, временных и постоянных населенных пунктов и т.д.), затруднившее характерные для этих животных широкие сезонные миграции.

В современных условиях лучше выживают и даже процветают животные, способные обитать в измененных биотопах, переходить на новые доступные кормовые объекты, включаясь в иные трофические цепи. Такие виды оказываются строителями биогеоценозов в измененных условиях, быстро расселяются по антропогенным угольям, вдоль транспортных путей, вокруг временных построек и инженерных сооружений. К подобным животным относятся грызуны, в частности, большая песчанка. Повышенной плотностью колоний этих зверьков характеризуются как новые, так и старые грунтовые дороги. Поселения больших песчанок тянутся плотными длинными цепочками по краям и по соседству с дорогами, которые представляют собой хороший пример «экологических русел», по которым происходит освоение окружающих пространств этими и некоторыми другими грызунами.

В последние годы повсеместно отмечается повышение численности таких хищных млекопитающих, как волк, лиса, корсак и расширение ареала шакала. Основной причиной высокого обилия этих животных является их недопромысел, вызванный отсутствием должной организации охотничье-промысловых мероприятий и низкими премиями за отстрел хищников.

Из птиц наиболее уязвимыми оказались некогда массовые пустынные виды (чернобрюхий и белобрюхий рябки, саджа). Местное население мало охотится на них, предпочитая охоту на копытных. Однако временное население истребляет этих птиц в больших количествах, добывая их на водопоях, в том числе в гнездовое время. Также в результате бесконтрольной охоты в настоящее время крайне редкими птицами стали дрофакрасотка и джек. Первый из этих видов уже давно не отмечается в районе исследований даже на пролете. Попутно истребляются хищные непромысловые птицы (канюки, пустельги, степные орлы, филины, ценные ловчие птицы – балабаны).

Не вызывает сомнений, что сохранение биологического разнообразия природных уголй засушливых земель представляет собой одну из центральных проблем природопользования в зоне пустынь. Восстановление численности и естественных ареалов, видов крупных млекопитающих, промысловых и хищных птиц входит также в круг актуальных задач этой проблемы и должно основываться наряду с мероприятиями по охране существующих популяций ценных и редких видов на реализации системы. Именно это может служить основой для регенерации сократившихся ареалов ценных видов животных и восстановления целостности и экологической полноценности зооценозов рассматриваемого района.

Практические мероприятия, направленные на сохранение животных и мест их обитания, должны проводиться уже с самых первых шагов по освоению ресурсов пустыни. На данном этапе освоения площади работ необходима разработка Плана безопасного ведения работ, обязательным пунктом которого являются мероприятия по охране окружающей среды.

### *11.1.2 Техногенные факторы воздействия*

Наиболее сильное и действенное влияние на животный мир на территории участка оказывают прямые факторы. На территории предполагаемых работ их воздействие может сказаться как в период проведения подготовительных работ, так и при дальнейшей промышленной эксплуатации скважин (стадия разрушения биоценоза) путем изъятия части популяций некоторых животных и уничтожения части их местообитаний. В результате чего участки территории, где будут расположены буровые установки и технологическое оборудование, на весь период эксплуатации месторождения будут непригодны для поселения диких животных.

Хозяйственная деятельность на участке работ приведет к усилению фактора беспокойства животных. С прилегающей к производственным площадкам территории некоторые виды животных будут вытеснены в связи с воздействием фактора беспокойства, вызванным постоянным присутствием людей, шумом работающих механизмов и передвижением автотранспорта, а также нелегальной охотой. В этом случае главное направление отбора будет идти по линии преобладания популяций мелких животных, которые лучше других способны противостоять отрицательному воздействию благодаря мелким размерам, широкой экологической пластичности, лабильной форме поведения и др.

Исследования показывают, что многочисленные грунтовые дороги, места бывших построек и стоянок, старые кладбища и т.п. нередко являются основными вторичными местообитаниями, которые в очень большой степени облегчают возможность более быстрой концентрации поселений грызунов и расселения песчанок на окружающей территории.

Ощутимого воздействия на сайгаков не будет наблюдаться, ввиду того что они встречается здесь в основном в летний период (места летовок). Они будут вытеснены с территории эксплуатации скважин. Одним из решающих фактора снижения численности популяций сайгаков выступает нелегальная охота.

Плотность населения пресмыкающихся групп животных при разработке месторождения в радиусе 1 км может снизиться в 2-3 раза, а некоторые и вообще исчезнуть вблизи него. Несомненно, в радиусе 3-5 км снизится численность степного орла, а дрофа-красотка переместится в более отдаленные пустынные участки, редко посещаемые человеком. Произойдет также вытеснение из ближайших окрестностей лисицы, корсака, летучих мышей, большинства тушканчиков. На миграции птиц месторождение существенного влияния не окажет.

При отсутствии специальных защитных мероприятий косвенное воздействие на животных может оказать загрязнение территории работ нефтью и тяжелыми металлами, промышленно-бытовыми отходами, выбросами токсичных веществ в атмосферу в результате сжигания попутного газа и др. На популяционном уровне реакция животных на такие воздействия проявляется в изменениях видового состава. Менее пластичные виды уступают место более приспособленным к обитанию в новых условиях. В связи со значительной удаленностью участков планируемой разведки и бурения опережающих скважин от мест обитания редких видов животных, внесенных в Красную книгу, реализация проекта не отразится на сохранности и площади их местообитаний.

Для снижения негативного воздействия на животных и на их местообитания при проведении работ по эксплуатации месторождения, размещении объектов инфраструктуры, складировании производственно-бытовых отходов и в период бурения скважин необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор и избегать их уничтожения или разрушения. Учитывая, что на территории планируемых работ большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторые виды птиц ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижения автотранспорта в ночное время. При планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать внедорожных передвижений автотранспорта.

Важно обеспечить контроль за случайной (непланируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.). На весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

### ***Мероприятия по уменьшению возможного негативного воздействия на животный мир***

Охрана окружающей среды и предотвращение ее загрязнения в процессе строительства поисково-разведочных скважин сводится к определению предполагаемого воздействия на компоненты окружающей природной среды (в т.ч. животный мир), разработке природоохранных мероприятий, сводящих к минимуму возможное воздействие.

Охране подлежат не только редкие, но и обычные, пока еще достаточно распространенные животные.

Процессы строительства характеризуются высокими темпами работ, минимальной численностью одновременно занятых строителей, минимизацией монтажных операций на площадках, высокой квалификацией персонала, минимальной площадью земель, отводимых во временное пользование для технологических и социальных нужд строителей на время работ, оптимизация транспортной схемы и др.

Основные мероприятия по минимизации отрицательного антропогенного воздействия на животный мир должны включать:

- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных, бесцельном уничтожении пресмыкающихся;
- строгое соблюдение технологии;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- запрещение браконьерства и любых видов охоты;
- использование техники, освещения, источников шума должно быть ограничено минимумом;
- работы по восстановлению деградированных земель.

Для предотвращения гибели объектов животного мира от воздействия вредных веществ и сырья, находящихся на строительных площадках, необходимо:

- помещать хозяйственные и производственные сточные воды в емкости для обработки на самой производственной площадке или для транспортировки на специальные полигоны для последующей утилизации;
- обеспечивать полную герметизацию систем сбора, хранения и транспортировки добываемого жидкого и газообразного сырья;
- снабжать емкости и резервуары системой защиты в целях предотвращения попадания в них животных.

Для сохранения среды обитания животных необходимо ограничить количество подъездных дорог.

Требуется учитывать, что территория месторождения является зоной стабильной природно-очаговой эпизоотии инфекционных заболеваний. Многие из обитающих здесь грызунов являются носителями опасных болезней (песчанки).

Следует предусмотреть мероприятия, ограничивающие контакты обслуживающего персонала с носителями переносчиков опасных заболеваний, обращая внимание на расположение особо крупных колоний этих животных.

Необходимо обратить особое внимание на снижение отрицательного воздействия на особо охраняемые виды животных, занесенных в Красную книгу РК. В частности пропагандировать среди обслуживающего персонала недопустимость отлова и уничтожения пресмыкающихся. Предотвратить фактор беспокойства для птиц в гнездовой период. Проводить разъяснительную работу о предотвращении разорения легкодоступных гнезд и необходимости охраны хищных птиц.

При условии выполнения всех природоохранных мероприятий влияние от реализации проекта строительства наклонно-направленной скважины можно будет свести к минимуму.

## 12 РАДИОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Радиационная обстановка в каждой географической точке складывается под влиянием естественного радиационного фона и излучения от техногенных объектов. Природный радиационный фон складывается под влиянием следующих факторов: космического излучения, излучения космогенных радионуклидов, образующихся в атмосфере Земли под воздействием высокоэнергетического космического излучения и излучения природных радионуклидов, содержащихся в биосфере.

Нефтегазодобывающие, транспортирующие и перерабатывающие предприятия, наряду со многими другими, являются потенциальными источниками радиационной опасности. В результате длительной эксплуатации нефтяных и газовых месторождений из забоя скважин на поверхность земли вместе с нефтью, водой и газом выносятся множество солей таких элементов, как: радий, торий, стронций, калий, цезий и пр. Откладываясь на стенках насосов, штангах, трубах, нефтепроводах, емкостях для подготовки и хранения нефти и воды и в прочем оборудовании, эти соли, являясь радиоактивными, создают опасность радиационного загрязнения окружающей среды.

Общая расчетная годовая доза облучения людей от различных природных источников радиации в районах с нормальным радиационным фоном составляет до 2,2 мЗв, что эквивалентно уровню радиоактивности окружающей среды до 16 мкР/час. С учетом дополнительных «техногенных» источников радиации (радионуклиды в строительных материалах, минеральные удобрения, энергетические объекты, глобальные выпадения искусственных радионуклидов при ядерных испытаниях, радиоизотопы, рентгенодиагностика и др.) индивидуальные среднегодовые дозы облучения населения за счет всех источников определены в размере 60 мкР/час.

Основными природными источниками облучения на месторождениях нефти и газа могут быть:

- промысловые воды, содержащие природные радионуклиды;
- загрязненные природными радионуклидами территории;
- отложения солей с высоким содержанием природных радионуклидов на технологическом оборудовании;
- производственные отходы с повышенным содержанием природных радионуклидов;
- загрязненные природными радионуклидами транспортные средства и технологическое оборудование;
- технологические процессы, связанные с распылением воды с высоким содержанием природных радионуклидов;
- технологические участки, в которых имеются значительные эффективные площади испарений (открытые хранилища и поля испарений, места утечек продукта и технологических вод, резервуары и хранилища продукта), и возможно интенсивное испарение отдельных фракций нефти, аэрация воды.

Суммарная эффективная доза производственного облучения работников формируется за счет внешнего облучения гамма-излучением природных радионуклидов и внутреннего облучения при ингаляционном поступлении изотопов радона и их короткоживущих дочерних продуктов и долгоживущих природных радионуклидов с производственной пылью.

### 12.1 Критерии оценки радиационной ситуации

Согласно закону РК от 23 апреля 1998г №219-1 «О радиационной безопасности населения» (с [изменениями и дополнениями](#) по состоянию на 13.01.2014 г.) основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются:

- принцип нормирования – не превышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;

- принцип обоснования – запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному фону облучением;

- принцип оптимизации – поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;

- принцип аварийной оптимизации – форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

В производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы:

Эффективная доза облучения природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м<sup>3</sup>/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли урана-238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда - 40/f, кБк/кг, где f- среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м<sup>3</sup>;

- удельная активность в производственной пыли тория-232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда -27/f, кБк/кг.

#### ***Мероприятия по радиационной безопасности***

Общеизвестно, что природные органические соединения, в том числе нефть и газ являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление в нефти, газоконденсате, пластовых водах является закономерным геохимическим процессом. Поэтому проектом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

- Проведение замеров радиационного фона на территории месторождения (по плану мониторинга).

- Ежемесячный отбор проб пластового флюида, бурового раствора, шлама для определения концентрации в них радионуклидов.

- Проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности.

- Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места хранения нефти и ее транспорта, бурильные трубы.

- В случае вскрытия пласта с повышенной радиоактивностью предусматривается произвести отбор проб на исследование следующих компонентов: шлама или керна горных пород, бурового раствора на выходе из скважины, отходов бурения.

- В случае обнаружения пластов с повышенной радиоактивностью, необходимо: получить разрешение уполномоченных органов на дальнейшее углубление скважины; вокруг буровой обозначить санитарно-защитную зону.

- Проведение замеров удельной и эффективной удельной активности природных радионуклидов в производственных отходах.

- Определение мощности дозы гамма-излучения, содержащихся в производственных отходах природных радионуклидов на расстоянии 0,1 метра от поверхности отходов и на рабочих местах (профессиональных маршрутах).

- В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мЗв/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», № 202 от 03.02.2012.

- С обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса.



### 13 ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА

Осуществление буровых работ на месторождении Урихтау требует оценки экологического риска.

**Экологический риск** – вероятность наступления события, имеющего неблагоприятные последствия для природной среды и вызванного негативным воздействием хозяйственной и иной деятельности, чрезвычайными ситуациями природного и техногенного характера. Под экологическим риском понимают также вероятностную меру опасности причинения вреда окружающей природной среде в виде возможных потерь за определенное время.

Оценки воздействия на окружающую среду подобных сооружений ориентированы на принятие быстрых управляющих решений на больших территориях в течение значительного срока функционирования, во время которого воздействие сооружения на окружающую среду становится значительным.

Исследования и оценки риска должны включать:

- выявление потенциально опасных событий, возможных на объекте и его составных частях;
- оценку вероятности осуществления этих событий;
- оценку последствий (ущерба) при реализации таких событий.

Величина риска определяется как произведение величины ущерба  $I$  на вероятность  $W$  события  $i$ , вызывающего этот ущерб:

$$R = I W_i$$

В программе работ в обязательном порядке необходимо учитывать возможность возникновения различного рода катастроф и предусматривать мероприятия по снижению уязвимости социально-экономических систем, производственных комплексов и объектов от катастроф и их последствий.

Главная задача в соблюдении безопасности работ заключается в проведении операции таким образом, чтобы заранее предупредить риск с определением критических ошибок, снижением вероятности ошибок при проектировании работ.

При проведении буровых работ могут возникнуть различные осложнения и аварии. Борьба с ними требует затрат материальных и трудовых ресурсов, ведет к потере времени, что снижает производительность, повышает стоимость работ, вызывает увеличение продолжительности простоев и ремонтных работ. Поэтому значение причин аварий, мероприятий по их предупреждению, быстрая ликвидация возникших осложнений приобретают большое практическое значение.

Оценка вероятности возникновения аварийных ситуаций используется для определения или оценки следующих явлений:

- потенциальные события или опасности, которые могут привести к аварийной ситуации, а также к вероятным катастрофическим воздействиям на окружающую среду при осуществлении конкретного проекта;
- вероятность и возможность наступления такого события;
- потенциальная величина или масштаб экологических последствий, которые могут быть причинены в случае наступления такого события.

Процедура оценки риска состоит из четырех главных фаз: превентивной, кризисной, посткризисной и ликвидационной.

**Превентивная фаза** включает в себя промышленный контроль и экологический мониторинг, прогноз природных и техногенных катастроф, выявление уязвимых и незащищенных зон, разработку аварийных регламентов, ГИС, подготовку сил и средств, тренаж персонала.

**Кризисная фаза** включает в себя систему предупреждения, оперативный контроль, первую помощь, эвакуацию.

**Посткризисная фаза** – восстановление жизнеобеспечивающей инфраструктуры, предотвращение рецидива.

**Ликвидационная фаза** – восстановление биоценозов.

Экономическими показателями ущерба являются утрата материальных ценностей, необходимость финансовых, порой значительных, затрат на восстановление потерянного и т.д. В число социальных показателей входят: заболеваемость, ухудшение здоровья людей, смертность, вынужденная миграция населения, связанная с необходимостью переселения групп людей, и т.п.

К экологическим показателям относятся: разрушение биоты, вредное, порой необратимое, воздействие на экосистемы, ухудшение качества окружающей среды, связанное с ее загрязнением, повышение вероятности возникновения специфических заболеваний, отчуждение земель, гибель лесов, озер, рек, морей и т. п.

Экологический риск связан не только с ухудшением состояния и качества окружающей среды и здоровья людей, но и с воздействием техногенной деятельности на эколого-экономические и природно-хозяйственные системы, изменением их свойств, нарушением связей и процессов, имеющих место в этих системах. В понятие «экологический риск» может быть вложен различный смысл. Вероятность аварии, имеющей экологические последствия; величина возможного ущерба для природной среды, здоровья населения или некоторая комбинация последствий.

#### 14.1 Процедура оценки риска

Концепция риска включает в себя два элемента: оценку риска (Risk Assessment) и управление риском (Risk Management). Оценка риска – научный анализ генезиса и масштабов риска в конкретной ситуации, тогда как управление риском – анализ рискованной ситуации и разработка решения, направленного на его минимизацию. Риск для здоровья человека, связанный с загрязнением окружающей среды, возникает при следующих необходимых и достаточных условиях:

1) существование источника риска (токсичного вещества в окружающей среде или продуктах питания, либо предприятия по выпуску продукции, содержащей такие вещества, либо технологического процесса и т.д.);

2) присутствие данного источника риска в определенной вредной для здоровья человека дозе или концентрации;

3) подверженность человека воздействию упомянутой дозы токсичного вещества.

Перечисленные условия образуют в совокупности реальную угрозу или опасность для здоровья человека.

#### 14.2 Обзор возможных аварийных ситуаций

Возможными причинами аварийных ситуаций в общем случае могут быть:

- случайные технические отказы элементов;
- техногенные аварии, природные катастрофы и стихийные бедствия в районе дислокации объекта;
- неумышленные ошибочные действия обслуживающего персонала;
- преднамеренные злоумышленные действия и воздействия средств поражения.

##### 14.2.1 Природные факторы воздействия

Под природными факторами понимается разрушительное явление, вызванное геофизическими причинами, которые не контролируются человеком. Иными словами, при возникновении чрезвычайной природной ситуации возникает опасность саморазрушения окружающей среды.

Для уменьшения природного риска следует разработать адекватные методы планирования и управления. При этом гибкость планирования и управления должна быть основана на правильном представлении о риске, связанном с природными факторами.

К природным факторам относятся:

- землетрясения;
- ураганные ветры;
- повышенные атмосферные осадки.

**Сейсмическая активность.** Согласно данным сейсмического микрорайонирования территория буровых работ не входит в зону риска по сейсмоактивности.

Характер воздействия: одномоментный. Вероятность возникновения землетрясения с силой 7-9 баллов, которое может привести к значительным разрушениям, пренебрежимо мала.

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

Равнинность территории создает благоприятные условия для интенсивной ветровой деятельности. Зимой, господствующие ветра западного направления вызывают бураны. Летом преобладают ветра северо-восточных направлений, способствующих быстрому испарению влаги и иссушению верхнего горизонта почвы.

В целом территория характеризуется повторяемостью приземных и приподнятых температурных инверсий, способствующих концентрации загрязнения в приземном слое, в пределах 40-45% за год. Наибольшая повторяемость инверсий отмечается в декабре – феврале (до 50-70% ежемесячно). Летом инверсии температуры быстро разрушаются, повторяемость их 30-35%. Как показывает анализ подобных ситуаций, причиной возникновения пожаров является не только природные факторы, но и неосторожное обращение персонала с огнем и нарушение правил техники безопасности. Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная.

#### **14.2.2 Антропогенные факторы**

Под антропогенными факторами понимаются быстрые разрушительные изменения окружающей среды, обусловленные деятельностью человека или созданных им технических устройств и производств. Как правило, аварийные ситуации возникают вследствие нарушения регламента работы оборудования или норм его эксплуатации.

К антропогенным факторам относятся факторы производственной среды и трудового процесса.

Трендовые показатели свидетельствуют: в то время как число природных катастроф при небольших колебаниях по годам в целом остается неизменным, техногенные аварии за последние пять лет резко умножились. Основной тенденцией формирования техногенной опасности является преобладание в них видов ситуаций, связанных непосредственно с проводимой деятельностью.

Возможные техногенные аварии при производстве буровых работ можно разделить на следующие категории:

- аварийные ситуации с автотранспортной техникой;
- аварии и пожары на временных хранилищах горюче-смазочных материалов (ГСМ);
- аварийные ситуации при проведении работ.

#### **Аварийные ситуации с автотранспортной техникой**

При проведении работ будет использоваться автотранспорт. Выезд транспорта в неисправном виде, или опрокидывание транспорта может привести к возникновению аварий и как следствие к утечке топлива. Утечка топлива может привести к загрязнению почвенно-растительного покрова, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами.

**Расчет возможного загрязнения почвенно-растительного покрова.** Рассмотрим модель возникновения следующей ситуации: в результате аварии произошла утечка топлива с бака автомобиля. Ориентировочно заправка автотранспорта составляет 50 литров. Ориентировочная площадь загрязнения составит 4м<sup>2</sup>. В этом случае ориентировочная концентрация нефтеорганики, попавшая в окружающую среду, составит 0,01 т/м. Биологическое изучение влияния нефтяного загрязнения на различные свойства почвы, проводимые в различных научно-исследовательских институтах показывает, что при содержании 100-200 т/га нефтеорганики происходит стимуляция жизнедеятельности всех групп микроорганизмов, при увеличении до 400-1000 т/га наблюдается ингибирование биологической активности, снижение роста и развития микроорганизмов.

Из анализа данной ситуации установлено, что при небольших разливах ГСМ произойдет только стимуляция жизнедеятельности микроорганизмов почвы, необратимого процесса нарушения морфологической структуры почвенного покрова не происходит.

**Характер воздействия:** кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций низкая.

**Загрязнения подземных и поверхностных вод.** При аварийных ситуациях – утечке топлива возможно попадание горюче-смазочных материалов через почвогрунты в подземные воды. Нефтепродукты в водоносном горизонте обладают значительной подвижностью, в связи с этим площадь загрязнения водоносного горизонта больше, чем площадь почвенного загрязнения. Ориентировочные расчеты просачивания нефтепродуктов показали, что загрязнения с поверхности попадут в водоносный горизонт в среднем в течение одного сезона, расчетная глубина просачивания нефти составит около 0,4 м.

**Характер воздействия:** кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная. Если в процессе испытания скважин будут наблюдаться признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, проектом предусматривается организация по установке и ликвидации причин неуправляемого движения пластовых флюидов.

**Возникновение пожара.** В результате пролитого топлива возможно возникновение пожара. Вероятность возникновения этой ситуации пренебрежимо мала.

**Аварии и пожары на временных хранилищах горюче-смазочных материалов (ГСМ)**

Бурение наклонно-направленной скважины будет сопровождаться с использованием силовых приводов, работающих на дизельном топливе. В связи с этим предусмотрено обустройство временного склада ГСМ на территории промплощадки буровой. В результате нарушения условий хранения и перекачки топлива возможно возникновение пожаров в резервуарах топлива, разливов топлива. Аварии на временных хранилищах ГСМ являются следствием как природных факторов, так и антропогенных факторов. По характеру аварийные ситуации на временных хранилищах ГСМ близки к аварийным ситуациям с автотранспортной техникой, однако масштабы последствий больше. При быстром испарении возможны взрывы и пожары. Рассмотрим возможность возникновения такой ситуации:

- при аварийных взрывах к основным поражающим факторам относятся ударная волна, тепловая радиация и осколочное поле разрушаемых оболочек емкостей;

- поражающий эффект может усиливаться при возбуждении вторичных взрывов – при возгорании и взрыве объектов с энергоносителями в результате воздействий первичного взрыва (так называемый эффект «домино»).

В зависимости от характера аварийного вскрытия емкостей, разлива (выброса) энергоносителя (сжиженного углеводородного топлива), его интенсивного испарения с образованием облака газопаровоздушной смеси и воспламенения, а также атмосферных условий возможны различные сценарии превращений: пожар, быстрое сгорание (дефлаграция) с образованием огненного шара или детонационный взрыв.

Наибольшую опасность для людей и сооружений представляет механическое действие детонационной и воздушной ударной волны детонационного взрыва облака. Однако при образовании огненного шара серьезную опасность для людей представляет интенсивное тепловое воздействие. Определение радиуса огненного облака основано на аппроксимации данных обработки параметров прошлых аварий с учетом закона подобия при взрывах. Радиус распространения огненного облака определяются по формуле:

$$R = A \times \sqrt[3]{Q},$$

где  $A = 30 \text{ м/т}^{1/3}$  – константа;

$Q$  – масса топлива, хранящегося на складе ГСМ;

$Q = 146,8 \text{ т}$ ;

Радиус распространения огненного облака составляет 150 м.

В результате возникновения пожара, огненное облако распространится на расстоянии 150 м.

**Характер воздействия:** кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная. В случае возникновения такой ситуации в проекте предусмотрены экстренные меры по выявлению и устранению пожаров на территории площадке буровой. В дополнение к проектным решениям, считаем целесообразным отнесение операторской на расстояние 150 м от склада ГСМ.

#### **Аварийные ситуации при проведении работ**

При проведении работ возможны следующие аварийные ситуации, связанные с проведением работ:

**Воздействие машин и оборудования.** При проведении буровых работ могут возникнуть ситуации, приводящие к травмам людей в результате столкновения с движущимися частями и элементами оборудования и причиняемыми неисправными шкивами и лопнувшими тросами, захват одежды шестернями, сверлами. Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций мала.

**Воздействие электрического тока.** Поражения током в результате прикосновения к проводникам, находящемуся под напряжением, неправильного обращения с электроинструментами, прикосновения к воздушным линиям электропередачи, при работе во время грозы. Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительна.

**Человеческий фактор.** Анализ аварийности на крупных предприятиях показал, что в 39% случаев основные причины возникновения аварийных ситуаций обусловлены недостаточной обученностью операторов, их эмоциональной неустойчивостью, недостаточным уровнем оперативного мышления, дефектами оперативной памяти, проявлением растерянности в чрезвычайной ситуации, а также прямым нарушением должностных инструкций вследствие безответственности и халатного отношения к своим должностным обязанностям. В силу принятых решений по охране труда и техники безопасности, вероятность возникновения выше приведенной ситуации пренебрежимо мала.

### ***Аварийные ситуации при проведении буровых работ***

При бурении скважин могут возникать аварийные ситуации, связанные непосредственно с самим процессом бурения. К ним относятся:

- завалы ствола скважин или неблагоприятные геологические условия бурения скважин, когда геологические осложнения переходят в аварию;
- аварии в результате прожога породоразрушающего инструмента;
- разрушение бурильных труб и их элементов соединений;
- нефтегазоводопроявления.

Рассмотрим наиболее распространенные случаи возникновения аварий:

***Прихват бурильной колонны.*** При прекращении круговой циркуляции при промывке часто переходят с глинистого раствора на воду и продолжают бурить до спуска промежуточной колонны. Образование каверн ниже зоны поглощения препятствует дальнейшему углублению. В кавернах накапливается выбуренная порода. При остановке циркуляции шлам спускается к забою. Высота столба выбуренной породы пропорциональна объему каверн и спускается к забою. Высота столба выбуренной породы пропорциональна объему каверн и иногда достигает 30-50м. При этом бурение становится опасным из-за возможного прихвата бурильной колонны. Признаки затяжки и прихватов бурового инструмента следующие: увеличение усилий, необходимых для подъема и вращения инструмента, и уменьшение нагрузки на крюке при спуске. Часто прихвату предшествует повышение давления на выкидке буровых насосов. Для ликвидации этого осложнения каверны цементируются. После их выбуренная порода с водой движется по стволу от забоя и уходит в зону поглощения, частично закупоривая каналы поглощения.

***Обвалами*** называют осложнения, вызванные сужениями ствола скважины, сильными прихватами, повышением давления на насосах, возрастанием вязкости глинистого раствора и выносом шлама в количестве, значительно превышающем теоретический объем ствола скважины.

***Поглощения промывочной жидкости.*** По характеру осложнения и способам борьбы с ними различают частичное и полное поглощение. При частичном поглощении часть закачиваемой в скважину промывочной жидкости возвращается на поверхность, а часть уходит в проницаемые пласты. Борьбы с частичным поглощением производится путем снижения удельного веса раствора, повышения его вязкости и статического напряжения сдвига. Полное поглощение происходит при пересечении пластов галечника, гравия, больших трещин, горных выработок, каверн и протоков подземных вод. Для ликвидации полного поглощения заливают зоны поглощения различными тампонирующими растворами.

***Нефтегазопроявление.*** К числу потенциальных катастрофических событий относятся: выброс нефти или газа из скважины в процессе бурения, который в отдельных случаях может повлечь за собой пожар (с выделением продуктов сгорания в атмосферу).

При давлениях столба раствора превышающих пластовое давление идет потеря раствора из-за его просачивания в водопроницаемые пласты породы. При подходе скважины к газоносному пласту происходит насыщение бурового раствора газами, что снижает его плотность и приводит к аварийному неконтролируемому выбросу нефти и газа из скважины, который отрицательно влияет на экологическую обстановку и часто завершается пожаром. Поэтому контроль газосодержания бурового раствора актуален: во-первых, для предупреждения аварийных выбросов нефти и газов, а во-вторых: для определения глубины залегания газо-нефтеносных пластов.

### ***Анализ вероятности возникновения аварий***

Вероятность возникновения аварий оценивается по результатам анализа причин аварийности на конкретных объектах-аналогах примерно равной мощности. Для этого на объекте-аналоге проводят отбор и описание сценариев выбранных аварийных ситуаций, имевших экологические последствия, определяют размеры зон и характер их воздействия. Аварийность на объектах-аналогах следует оценивать по показателям риска их

неблагоприятного воздействия на ОС, объекты инфраструктуры и население. При этом используют статистические данные по аварийности объекта-аналога за последние 5 лет и показатели экологического ущерба от зарегистрированных аварий.

При анализе аварийности следует указывать наименование объекта-аналога, название производства или технологического процесса, причину возникновения аварии, виды и количество загрязняющих или токсичных веществ, попадающих в ОС в результате аварии, другие виды нарушений, а также последствия аварий и проводившиеся мероприятия по их ликвидации.

### 14.3 Мероприятия по снижению экологического риска

Оценка риска аварии необходима постоянно, так как ее возникновение зависит не только от проектных параметров, но и от текущей ситуации, сочетание управленческих решений, параметров процесса, состояния оборудования и степени подготовленности персонала, внешних условий. Предупреждение аварии возможно при постоянном контроле за процессом и прогнозировании риска.

Важную роль в обеспечении безопасности рабочего персонала и местного населения и охраны окружающей природной среды во время проведения пробной эксплуатации месторождения играет система правил, нормативов, инструкций и стандартов, соблюдение которых обязательно руководителями и всеми сотрудниками компании и подрядчиков. При проведении работ необходимо уделять внимание монтажу, проверке и техническому обслуживанию всех видов оборудования, требуемых в соответствии с правилами техники безопасности и охраны труда, обучение персонала и проведение практических занятий.

На ликвидацию аварий затрачивается много времени и средств. Значительно легче предупредить аварию, чем ее ликвидировать. Поэтому при производстве планируемых работ необходимо уделять первоочередное внимание предупреждению аварий, а именно:

- своевременный ремонт нефтепроводов, выкидных линий, сточных коллекторов, осевых коллекторов;
- осуществление мер по гидроизоляции грунта под буровым оборудованием;
- химические реагенты и запасы буровых растворов должны храниться в металлических емкостях, материалы для бурения – на бетонных площадках на специальных складах;
- отделение твердой фазы и шлама из бурового раствора и сточных вод при помощи центрифуги, нейтрализации токсичных шламов, других отходов и транспортировка их на полигон захоронения;
- регенерация бурового раствора на заводе приготовления, повторное использование сточных вод в бурении;
- бурение эксплуатационных скважин буровыми установками на электроприводе;
- сокращение валового выброса продукции скважин за счет;
- проведение рекультивации нарушенных земель, в том числе в соответствии с проектом строительства скважин;
- обеспечение движения транспортных средств в соответствии с разработанной транспортной схемой.

Считаем, что принятые проектные решения достаточны для уменьшения вероятности возникновения аварийных ситуаций.

## 14 ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

Согласно Экологическому кодексу (статья 183 п.1) производственный экологический контроль (ПЭК) представляет собой комплексную систему мер, которые должны выполняться природопользователем в соответствии с требованиями экологического законодательства РК.

Экологический контроль – важнейшая правовая мера обеспечения рационального природопользования и охраны окружающей среды от вредных воздействий, функция государственного управления и правовой институт права окружающей среды.

Производственный экологический контроль проводится природопользователем на основе программы производственного экологического контроля, разрабатываемой природопользователем и согласованной с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Программа производственного экологического контроля должна содержать следующую информацию (статья 183):

1) обязательный перечень количественных и качественных показателей эмиссий загрязняющих веществ и иных параметров, отслеживаемых в процессе производственного мониторинга;

2) периодичность и продолжительность производственного мониторинга, частоту осуществления измерений;

3) сведения об используемых инструментальных и расчетных методах проведения производственного мониторинга;

4) необходимое количество точек отбора проб для параметров, отслеживаемых в процессе производственного мониторинга (по компонентам: атмосферный воздух, воды, почвы), и указание мест проведения измерений;

5) методы и частоту ведения учета, анализа и сообщения данных;

6) план-график внутренних проверок и процедуру устранения нарушений экологического законодательства Республики Казахстан, включая внутренние инструменты реагирования на их несоблюдение;

7) механизмы обеспечения качества инструментальных измерений;

8) протокол действий в нештатных ситуациях;

9) организационную и функциональную структуру внутренней ответственности работников за проведение производственного экологического контроля;

10) иные сведения, отражающие вопросы организации и проведения производственного экологического контроля.

Основными задачами производственного экологического контроля являются:

- организация и ведение систематических наблюдений за состоянием окружающей среды в районе размещения площадок предприятия;

- сбор, хранение, обработка полученных данных о состоянии окружающей среды;

- оценка состояния окружающей среды;

- выявление негативного воздействия предприятия на окружающую среду и разработка программы по установлению этого воздействия;

- сохранение и обеспечение распространения экологической информации.

Экологический мониторинг – информационная система наблюдений, оценки и прогноза изменений в состоянии окружающей среды, созданная с целью выделения антропогенной составляющей этих изменений на фоне природных процессов.

Мониторинг является составной частью экологического контроля, который осуществляет природопользователем или сторонней организацией в соответствии с договором.

Основные цели и задачи экологического мониторинга окружающей среды представлены на рисунке 15.1.

Главная задача в проведении мониторинга заключается в проведении наблюдений таким образом, чтобы охватить весь блок экологического мониторинга, включающий наблюдения за меняющейся абиотической составляющей биосферы и ответной реакцией экосистем на эти изменения.



**Рис. 15.1 - Цели и задачи мониторинга состояния окружающей среды**

Производственный экологический мониторинг (мониторинг, который осуществляет природопользователь) является элементом производственного экологического контроля и состоит из:

- операционного мониторинга,
- мониторинга эмиссий в окружающую среду,
- мониторинга воздействия.

Мониторинг территории участка работ – это наблюдения за изменением состояния окружающей среды в процессе бурения проектных скважин.

**Источниками воздействия** при бурении скважин являются:

- технологическое оборудование;
- технологические процессы проведения буровых работ;
- отходы производства;
- площадки бурения и эксплуатации скважин;
- площадки размещения отходов.

Мониторинг на территории месторождения включает в себя:

- мониторинг состояния промышленных площадок бурения и эксплуатации скважин;
- мониторинг состояния технологического оборудования;
- мониторинг состояния и размещения отходов;
- мониторинг состояния биосферы (воздух, почвенно-растительный покров, вода);
- радиационный мониторинг.

### **15.1 Мониторинг состояния промышленных площадок бурения скважин**

Мониторинг состояния окружающей среды предусматривает постоянное наблюдение за процессами в природе и техносфере с целью предвидения изменений их качества.

Мониторинг состояния промышленных площадок должен включать:

- периодический контроль территории буровой;
- периодический осмотр состояния служебных помещений, складов ГСМ и мастерских.

Контроль должен проводиться Подрядчиком проводящие буровые работы или согласно договору в аккредитованной или аттестованной лаборатории, имеющие разрешение на право проведения таких исследований. Кратность и номенклатура исследований согласовывается с комитетом государственного Санэпиднадзора МЗ РК и экологической ситуацией.

### **15.2 Мониторинг состояния технологического оборудования**

Нефтедобывающая промышленность представляет собой комплекс производств, насыщенных тяжелым и сложным оборудованием, машинами и механизмами, сосудами (аппаратами) с высоким давлением и температурой, трубопроводами с горючими и взрывоопасными жидкостями и газами, в том числе с токсичными и химически агрессивными жидкостями.

Неисправность оборудования приводит к возникновению аварийных ситуаций на объекте, в связи с этим требуется периодический контроль за его состоянием.

Мониторинг состояния технологического оборудования должен включать:

- визуальный осмотр оборудования;
- периодическое тестирование оборудования и приборов.

### **15.3 Мониторинг состояния окружающей среды и размещения отходов**

Скопление и неправильное хранение отходов на территории участка может оказать влияние на все компоненты экосистемы:

- атмосферный воздух;
- подземные воды;
- почвенно-растительный покров;
- животный мир;

Мониторинг состояния и размещения отходов должен включать:

- периодический контроль состояния площадок, где будут расположены емкости для хранения отходов;
- контроль за своевременным вывозом отходов с буровой площадки.

### **15.4 Мониторинг состояния биосферы**

Исключительно важное значение имеют результаты мониторинга в процессе биосферного мониторинга, предназначенного для определения фоновых изменений в окружающей среде под усиливающимся антропогенным воздействием.

Согласно проектным данным и полевым исследованиям процесс ведения работ по бурению нефтяных скважин может привести к изменениям следующих сред:

- атмосферный воздух;
- подземные воды;
- почвенно-растительный покров;
- радиозэкологическая обстановка

**Воздух.** Приведенные расчеты наглядно показывают, что проектируемые работы не окажут значительного воздействия на качество атмосферного воздуха в ближайших населенных пунктах в виду локального характера воздействия указанных источников выбросов. Расчетные уровни загрязнения на промышленной площадке ниже нормативных требований к воздуху рабочей зоны, а концентрация загрязняющих веществ на территории жилых вагонов находятся в пределах допустимых норм к воздуху населенных мест.

Контроль за соблюдением установленных нормативов ПДВ должен проводиться на границе санитарно-защитной зоны и в жилой зоне.

**Почвенно-растительный покров.** Экологический мониторинг почв должен предусматривать наблюдения за уровнем загрязнения почв в соответствии существующими требованиями по почвам.

**Подземные воды.** Воздействие на подземные горизонты будет наблюдаться только при аварийных ситуациях, и проявляться в усилении процессов засоления и загрязнении нефтепродуктами, в связи с этим при возникновении аварийных ситуации необходим контроль за качеством подземных вод района работ». При составлении ПЭМ рекомендуем запланировать проведения мониторинга подземных вод не реже 1 раза в год.

### **15.5 Радиационный мониторинг**

Для общей оценки радиационного фона исследуемого объекта в процессе полевых исследований проводится радиометрические измерения, основной объем которых будет направлен на выявление участков возможного радиоактивного загрязнения.

## 15 ОЦЕНКА ОСТАТОЧНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ ВОЗДЕЙСТВИЙ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ СМЯГЧЕНИЮ

### АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

Климат района резкоконтинентальный с продолжительной холодной зимой, устойчивым снежным покровом и сравнительно коротким, умеренно жарким летом. Характерны большие годовые и суточные колебания температуры воздуха, поздние весенние и ранние осенние заморозки, глубокое промерзание почвы, постоянно дующие ветры.

При проведении инвентаризации источников выбросов вредных веществ планируемого производства, выявлены источники загрязняющих веществ и оценено их воздействие на воздушный бассейн района. На территории объекта имеют место как стационарные, так и передвижные источники.

К стационарным источникам, вносящим основной вклад в валовые выбросы предприятия относятся буровая установка и дизельная электростанция.

### ПАМЯТНИКИ ИСТОРИИ И КУЛЬТУРЫ

При разработке проекта установлено, что на исследуемой территории памятники истории и культуры отсутствуют, основное количество охраняемых государством памятников сосредоточено за пределами площади работ.

**Характер воздействия.** Ввиду отдаленности объекта от памятников истории и культуры воздействие отсутствует.

**Уровень воздействия.** Воздействие отсутствует.

**Природоохранные мероприятия.** Не предусматриваются

**Остаточные последствия.** Пренебрежимо малые.

В рамках данного раздела ООС установлено, что в целом, современное состояние природной среды площади, несмотря на существующую экологическую нагрузку характеризуется, как минимально загрязненное.

Анализ масштаба экологических последствий при разработке показывает, что уровень воздействия намечаемых работ на изучаемой территории, на элементы биосферы находится в пределах адаптационных возможностей данного территориального комплекса, что дает возможность не устанавливать экологических ограничений на деятельность в данном районе. Соблюдение предложенных проектом природоохранных мероприятий является обязательным для ТОО «Урихтау Оперейтинг» и Подрядчика буровых работ.

#### 15.1 План природоохранного управления

Главная задача процесса проекта применительно к операциям нефтегазовой отрасли заключается в охране окружающей среды при производстве работ. ОВОС дает ответ на озабоченность состоянием атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, почвенно-растительного покрова и других экосистем в результате воздействия на них намечаемой хозяйственной деятельности. ОВОС решает вопросы, связанные с операциями на объекте, потенциальным воздействием на состояние окружающей среды каждой из планируемых операций и потенциальными мерами по предотвращению и ликвидации последствий этого воздействия. Процесс ОВОС дает информацию, которая в итоге приводит к экологически обоснованным решениям. Последним слагаемым ОВОС является **план природоохранного управления**. Этот план разрабатывается в целях описания мер по предотвращению и ликвидации урона окружающей среде, которые будут использоваться в процессе сведения к минимуму воздействий на окружающую среду.

При разработке данного ОВОС на основании анализа проектных решений и результатов оценки воздействия планируемого производства – строительства скважины на природные среды (атмосферный воздух, подземные воды, геологию, почвенно-растительный покров, животный мир) выработаны основные направления уменьшения нагрузки на экосистемы района при производстве буровых работ.

К основным мероприятиям по снижению воздействия на чувствительные экосистемы бурения проектных скважин на площадях работ относятся:

- совершенствование технологии бурения с целью снижения токсичности сбрасываемых газообразных, жидких и твердых отходов;
- использование в соровых понижениях автотранспорта с низким давлением шин;
- использование для движения существующей сети грунтовых дорог;
- избежание разливов ГСМ и других опасных материалов;
- запрет на все виды охоты и рыбной ловли;
- проведение разъяснительной работы по охране окружающей среды персонала.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ**

- Экологический кодекс Республики Казахстан от 02.01.2021г.
- Закон о «Гражданской защите», от 11.04.2014 г.
- Концепция экологической безопасности Республики Казахстан;
- «Инструкцией по организации и проведению экологической оценки» №280 от 30 июля 2021 г.
- Классификатор отходов. Приказ Министра ООС РК №169-п от 31.05.2007г;
- Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» №193-IV от 18.09.2009г.);
- Закон РК №219-1 от 23.04.1998г «О радиационной безопасности населения»
- Приказ Министра национальной экономики РК от 16.03.2015г №209 об утверждении санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемным источникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов»;
- СПОРО-97, СП 5.01.011-97 «Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами»;

**Методические указания и методики:**

- Расчет объемов отходов бурения произведен в соответствии с методикой расчета объема образования эмиссий (в части отходов производство, сточных вод) согласно приказом Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-п.
- Расчет объемов отходов бурения произведен в соответствии с методикой расчета объема образования эмиссий согласно приказом Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008года № 100-п. Приложение №16 «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления».
- Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок. Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №13 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
- РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана, 2004г;
- РНД 211.2.02.03-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», Астана, 2004г.

## ПРИЛОЖЕНИЯ

**Приложение 1 - Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу**  
**Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при**  
**строительно-монтажных работах на структуре Урихтау являются:**

**Неорганизованные источники:**

- **Источник №6001, расчет выбросов пыли, образуемой при подготовки площадки;**

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>			
1.1.	Время работы	t	час/пер	120
1.2.	Количество перерабатываемого грунта	Gп	т/пер	1713
1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	14,28
<b>2</b>	<b>Расчет:</b>			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * V * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,01428
	Весовая доля пылевой фракции в материале	P <sub>1</sub>	(табл.1)	0,05
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	P <sub>2</sub>	(табл.1)	0,02
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	P <sub>3</sub>	(табл.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	P <sub>4</sub>	(табл.4)	0,01
	Коэффициент, учитывающий местные условия	P <sub>5</sub>	(табл.5)	0,6
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	P <sub>6</sub>	(табл.3)	1,0
	Коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	V	(табл.7)	0,5
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,0062

- **Источник №6002, расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров;**

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>			
1.1.	Время работы	t	час/пер	120
1.2.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	км	124,35
<b>2</b>	<b>Расчет:</b>			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,24870
	Весовая доля пылевой фракции в материале	P <sub>1</sub>	(табл.1)	0,05
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	P <sub>2</sub>	(табл.1)	0,02
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	P <sub>3</sub>	(табл.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	P <sub>4</sub>	(табл.4)	0,01
	Коэффициент, учитывающий местные условия	P <sub>5</sub>	(табл.5)	1,0
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	P <sub>6</sub>	(табл.3)	0,6
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,10744

• **Источник №6003, расчет выбросов пыли, образуемой при работе экскаваторов;**

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>			
1.1.	Грузоподъемность	G	т	30
1.2.	Средняя скорость передвижения	V	км/час	5
1.3.	Число ходок транспорта в час	N	ед/час	2,5
1.4.	Средняя протяженность 1 ходки на участке строительства	L	км	0,035
1.5.	Количество перевезенного груза	M	т	9474,6
1.6.	Площадь кузова	F	м <sup>2</sup>	7,5
1.7.	Число машин, работающих на строительном участке	n	ед	1
1.8.	Время работы	t	ч/пер	120
<b>2</b>	<b>Расчет:</b>			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$C_1 * C_2 * C_3 * N * L * q_1 * C_6 * C_7$			
	$Q = \frac{C_1 * C_2 * C_3 * N * L * q_1 * C_6 * C_7}{3600} + C_4 * C_5 * C_6 * q_2 * F * n$ , г/сек			0,000631
	коэф., зависящий от грузопод.	C <sub>1</sub>	(таблица 9)	1,0
	коэф., учит. ск. скорость передв.	C <sub>2</sub>	(таблица 10)	0,6
	коэф., учит. состояние дорог	C <sub>3</sub>	(таблица 11)	1,0
	пылевыведение на 1 км. пробега	q <sub>1</sub>	г/км	1450
	коэф., учит. профиль поверхности	C <sub>4</sub>		1,4
	коэф., зависящий от скорости обдува	C <sub>5</sub>	(таблица 12)	1,2
	коэф., учит. влажность материала	C <sub>6</sub>	(таблица 4)	0,01
	пылевыведение с единицы площади	q <sub>2</sub>	(таблица 6)	0,004
	коэф., учит. крупность материала	C <sub>7</sub>		0,6
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,00027

• **Источник №6004, расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками.**

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>			
1.1.	Средняя скорость передвижения	V	км/час	3,5
1.2.	Число ходок транспорта в час	N	ед/час	1,0
1.3.	Средняя протяженность 1 ходки на участке строительства	L	км	1,0
1.4.	Время работы	t	час/пер	120
<b>2</b>	<b>Расчет:</b>			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$C_1 * C_2 * C_3 * N * L * g_1$			
	$M_{сек} = \frac{C_1 * C_2 * C_3 * N * L * g_1}{3600}$	M <sub>сек</sub>	г/сек	0,1083
	Коэффициент, зависящий от грузоподъемности	C <sub>1</sub>	(табл.9)	1,3
	Коэффициент, учитывающий среднюю скорость передвижения	C <sub>2</sub>	(табл.10)	0,6
	Коэффициент, учитывающий состояние дорог	C <sub>3</sub>	(табл.11)	1,0
	Пылевыведение на 1 км пробега	g <sub>1</sub>	г/км	500
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = M_{сек} * t * 3600 / 10^6$		т/пер	0,0468

Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при бурении оценочной скважины на структуре Урихтау являются:

**Организованные источники:**

- **Источник №0001-01 буровая установка ZJ-70, Насосный блок**

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час,  $G_{FJMAX} = 165.100$

Годовой расход дизельного топлива, т/год,  $G_{FGGO} = 1068.18$

**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 165.1 \cdot 30 / 3600 = 1.376$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1068.18 \cdot 30 / 10^3 = 32.05$

**Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 165.1 \cdot 1.2 / 3600 = 0.055$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1068.18 \cdot 1.2 / 10^3 = 1.282$

**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 165.1 \cdot 39 / 3600 = 1.79$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1068.18 \cdot 39 / 10^3 = 41.7$

**Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 165.1 \cdot 10 / 3600 = 0.459$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1068.18 \cdot 10 / 10^3 = 10.68$

**Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 165.1 \cdot 25 / 3600 = 1.147$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1068.18 \cdot 25 / 10^3 = 26.7$

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 165.1 \cdot 12 / 3600 = 0.55$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1068.18 \cdot 12 / 10^3 = 12.82$

**Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 165.1 \cdot 1.2 / 3600 = 0.055$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 1068.18 \cdot 1.2 / 10^3 = 1.282$

**Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 165.1 \cdot 5 / 3600 = 0.2293$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 1068.18 \cdot 5 / 10^3 = 5.34$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.376	32.05
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.79	41.7
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.2293	5.34
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0.459	10.68
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	1.147	26.7
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (	0.055	1.282
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.055	1.282
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0.55	12.82

- **Источник №0001-02 буровая установка ZJ-70, ДЭС**

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час,  $G_{FJMAX} = 424.80$

Годовой расход дизельного топлива, т/год,  $G_{FGGO} = 2748.422$

**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 424.8 \cdot 30 / 3600 = 3.54$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 2748.422 \cdot 30 / 10^3 = 82.5$

**Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 424.8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.1416$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 2748.422 \cdot 1.2 / 10^3 = 3.3$

**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 424.8 \cdot 39 / 3600 = 4.6$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 2748.422 \cdot 39 / 10^3 = 107.2$

**Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 424.8 \cdot 10 / 3600 = 1.18$

Валовый выброс, т/год,  $M_э = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2748.422 \cdot 10 / 10^3 = 27.5$

**Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 424.8 \cdot 25 / 3600 = 2.95$

Валовый выброс, т/год,  $M_э = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2748.422 \cdot 25 / 10^3 = 68.7$

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 424.8 \cdot 12 / 3600 = 1.416$

Валовый выброс, т/год,  $M_э = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2748.422 \cdot 12 / 10^3 = 33$

**Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 424.8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.1416$

Валовый выброс, т/год,  $M_э = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2748.422 \cdot 1.2 / 10^3 = 3.3$

**Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 424.8 \cdot 5 / 3600 = 0.59$

Валовый выброс, т/год,  $M_э = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2748.422 \cdot 5 / 10^3 = 13.74$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	3.54	82.5
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	4.6	107.2
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.59	13.74
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1.18	27.5
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	2.95	68.7
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.1416	3.3
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.1416	3.3
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1.416	33

- **Источник №0002 цементировочный агрегат;**

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г  
Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час,  $G_{FJMAX} = 15.6$

Годовой расход дизельного топлива, т/год,  $G_{FGGO} = 8.899$

**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 30 / 3600 = 0.13$

Валовый выброс, т/год,  $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.899 \cdot 30 / 10^3 = 0.267$

**Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0052$

Валовый выброс, т/год,  $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.899 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01068$

**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 39 / 3600 = 0.169$

Валовый выброс, т/год,  $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.899 \cdot 39 / 10^3 = 0.347$

**Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 10 / 3600 = 0.0433$

Валовый выброс, т/год,  $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.899 \cdot 10 / 10^3 = 0.089$

**Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 25 / 3600 = 0.1083$

Валовый выброс, т/год,  $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.899 \cdot 25 / 10^3 = 0.2225$

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265II) (10)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 12 / 3600 = 0.052$

Валовый выброс, т/год,  $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.899 \cdot 12 / 10^3 = 0.1068$

**Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0052$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.899 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01068$

**Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 15.6 \cdot 5 / 3600 = 0.02167$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.899 \cdot 5 / 10^3 = 0.0445$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.13	0.267
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.169	0.347
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02167	0.0445
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0433	0.089
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	0.1083	0.2225
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид)	0.0052	0.01068
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0052	0.01068
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0.052	0.1068

• **Источник №0003 емкость для топлива;**

Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 60м3 - 1шт.					
источник выбросов - дыхательный клапан.					
Общий расход:		3825,50	т/г		
	n	1,0	шт.		
	h	6,0	м		
	d	0,296	м		
Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:					
максимальные выбросы:		$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}$			
		, г/с		(6.2.1)	0,0065 г/с
$K_p^{\max}$ - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;					
$V_{\text{ч}}^{\max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м <sup>3</sup> /час;					
годовые выбросы:		$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{ХР}} \times K_{\text{НП}} \times N_p$			
			, т/год	(6.2.2)	0,0113 т/год
где:					
$Y_{\text{оз}}, Y_{\text{вл}}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;					
		$Y_{\text{оз}}$ -	2,36	$Y_{\text{вл}}$ -	3,15
$B_{\text{оз}}, B_{\text{вл}}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;					
		$B_{\text{оз}}$ -	1912,8	$B_{\text{вл}}$ -	1912,8
$C_1$ - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м <sup>3</sup> , принимается по Приложению 12;					
					3,92

G <sub>хр</sub> - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год,				
принимаются по Приложению 13;				0,27
K <sub>нп</sub> - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;				
N <sub>р</sub> - количество резервуаров, шт.				1
Значения концентраций алканы C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub> (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды				
приведены в Приложении 14 (C <sub>i</sub> мас %).				
Максимально-разовый выброс: M = C <sub>i</sub> * M / 100, г/с			(5.2.4)	
Среднегодовые выбросы: G = C <sub>i</sub> * G / 100, т/г			(5.2.5)	
Идентификация состава выбросов				
Определяемый		Углеводороды		
параметр	предельные C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	непредельные	ароматические	сероводород
C <sub>i</sub> мас %	99,57	-	0,15	0,28
M <sub>i</sub> , г/с	0,0065	-	-*)	0,000018
G <sub>i</sub> , т/г	0,0113	-	-*)	0,000032
*) Условно отнесены к C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>				
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.				

• **Источник №0004 передвижная паровая установка (ППУ);**

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час,  $G_{FJMAX} = 35$

Годовой расход дизельного топлива, т/год,  $G_{FGGO} = 48.3245$

**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 35 \cdot 30 / 3600 = 0.2917$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 48.3245 \cdot 30 / 10^3 = 1.45$

**Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 35 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01167$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 48.3245 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.058$

**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 35 \cdot 39 / 3600 = 0.379$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 48.3245 \cdot 39 / 10^3 = 1.885$

**Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 35 \cdot 10 / 3600 =$   
**0.0972**

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 48.3245 \cdot 10 / 10^3 =$  **0.483**

**Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э =$   
**25**

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 35 \cdot 25 / 3600 =$   
**0.243**

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 48.3245 \cdot 25 / 10^3 =$  **1.208**

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э =$   
**12**

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 35 \cdot 12 / 3600 =$   
**0.1167**

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 48.3245 \cdot 12 / 10^3 =$  **0.58**

**Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э =$   
**1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 35 \cdot 1.2 / 3600 =$   
**0.01167**

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 48.3245 \cdot 1.2 / 10^3 =$  **0.058**

**Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э =$   
**5**

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 35 \cdot 5 / 3600 =$   
**0.0486**

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 48.3245 \cdot 5 / 10^3 =$  **0.2416**

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2917	1.45
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.379	1.885
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0486	0.2416
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0.0972	0.483
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	0.243	1.208
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид)	0.01167	0.058
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01167	0.058
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0.1167	0.58

- **Источник №0005 ДЭС – для выработки электроэнергии;**

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г  
 Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час,  $G_{FJMAX} =$  **118.2**

Годовой расход дизельного топлива, т/год,  $G_{FGGO} =$  **1958.385**

**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э =$   
**30**

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 118.2 \cdot 30 / 3600 =$   
**0.985**

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1958.385 \cdot 30 / 10^3 = 58.8$

**Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э =$   
**1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 118.2 \cdot 1.2 / 3600 =$   
**0.0394**

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1958.385 \cdot 1.2 / 10^3 = 2.35$

**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э =$   
**39**

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 118.2 \cdot 39 / 3600 =$   
**1.28**

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1958.385 \cdot 39 / 10^3 = 76.4$

**Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э =$   
**10**

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 118.2 \cdot 10 / 3600 =$   
**0.3283**

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1958.385 \cdot 10 / 10^3 = 19.6$

**Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э =$   
**25**

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 118.2 \cdot 25 / 3600 =$   
**0.821**

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1958.385 \cdot 25 / 10^3 = 49$

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э =$   
**12**

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 118.2 \cdot 12 / 3600 =$   
**0.394**

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1958.385 \cdot 12 / 10^3 = 23.5$

**Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э =$   
**1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 118.2 \cdot 1.2 / 3600 =$   
**0.0394**

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1958.385 \cdot 1.2 / 10^3 = 2.35$

**Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э =$   
**5**

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 118.2 \cdot 5 / 3600 =$   
**0.1642**

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1958.385 \cdot 5 / 10^3 = 9.8$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.985	58.8
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.28	76.4

0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1642	9.8
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.3283	19.6
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.821	49
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0394	2.35
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0394	2.35
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.394	23.5

• **Источник №0007 котел;**

Общий расход	Тioga IDF-21	271,9	тн;				
n		1	шт;				
h		12	м;				
d		0,5	м;				
T		85	°C;				
Время работы		4216,08	ч/г;				
Годовой расход дизтоплива: В		271937,16	кг/г;			271,93	т/г
Секундный расход топлива -		64,5000	кг/ч;			17,917	г/с
Расчет выбросов летучей золы сажи и несгоревшего топлива (т/г, г/с) производится по формуле:							
$П_{сажа} = В * A^r * X * (1 - h)$				0,017	г/с	0,2719	т/г
где, В-расход натурального топлива (т/г, г/с);							
А - зольность топлива, $A_p =$						0,1	%
Х - доля золы в уносе по табл.2.1 принимался как мазут						0,01	;
h - доля твердых частиц, улавливаемых в золоуловителях (принимается по результатам измерений не свыше							
годовой давности);							
Расчет выбросов оксидов серы в пересчете на SO2 (т/г,г/с), выполняется по формуле:							
$П_{SO_2} = 0,02 * В * S * (1 - h'_{SO_2}) * (1 - h''_{SO_2})$				0,203	г/с	3,0838	т/г
S - содержание серы в топливе (%) S =						0,567	%
$C_{CO} = q_3 * R * Q_p^H$						13,894	кг/т
$Q_p^H$	42,75	МДж/м <sup>3</sup>					
$q_3$	0,5	%					
R	0,65						
Расчет выбросов окиси углерода (т/год, г/с) производится по формуле:							
$П_{CO} = 0,001 * C_{CO} * В * (1 - q_4 / 100)$				0,248	г/с	3,7782	т/г
$K_{NO}$ - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1ГДж тепла (кг/ГДж), для печи принимается равным						0,09	;
$П_{NOx} = 0,001 * В * Q_p^H * K_{NO} * (1 - b)$				0,068	г/с	1,0463	т/г
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).							
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ):							
$M_{NO_2} = 0,8 M_{NOx}$ ,	диок.азота	$M_{NO_2} * П_{NOx}$	=	0,055	г/с	0,8370	т/г

	$\mu_{NO}$							
$M_{NO} = (1-0,8)M_{NOx} \text{ -----} = 0,13M_{NOx}$ ,			оксид азота-	$M_{NO} * P_{NOx}$	0,009 0	г/с	<b>0,1360</b>	т/г
	$\mu_{NO2}$							
где $\mu_{NO}$ и $\mu_{NO2}$ молекулярный вес NO и NO <sub>2</sub> , равный 30 и 46 соответственно;								
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.								
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:								
$V_{\Gamma} = V + (a-1)*V$ , где							14,67	м <sup>3</sup> /кг
V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для нефти							11,48	м <sup>3</sup> /кг
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:							1,3	;
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для нефти:							10,62	м <sup>3</sup> /кг
Объем газов на выходе из дымовой трубы:								
$V =$	$\frac{B*V*(273+t)}{273*3600}$	м <sup>3</sup> /с					0,3446	м <sup>3</sup> /с
где B - расход топлива, кг/ч								
t - температура уходящих газов.								
Скорость газов на выходе из дымовых труб:								
$W = V/F$ , где $F = (\pi*d^2)/4$ - сечение дымовой трубы							1,756	м/с
<i>Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.</i>								

**Неорганизованные источники:**

- **Источник №6005 сварочный пост;**

Исходные данные:		
Марка электрода;		АНО-4
Время работы, ч/год;		120
Расход электрода, кг/год;		100
Максимальный расход, кг/ч;		0,833
Валовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:		
$M_{год} = \frac{B_{год} \times K_m^x}{10^6} \times (1 - \eta)$		, т/год (5.1)
где:		
V <sub>год</sub> - расход применяемого сырья и материалов, кг/год;		
$K_m^x$ удельный показатель выброса загрязняющего вещества «х» на единицу массы расходуемых (приготавливаемых) сырья и материалов, г/кг, (табл. 1);		
h - степень очистки воздуха в соответствующем аппарате, которым снабжается группа технологических агр/в;		0
Максимальный разовый выброс загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:		
$M_{сек} = \frac{K_m^x \times B_{час}}{3600} \times (1 - \eta)$		, г/с (5.2)
где:		
V <sub>час</sub> - фактический максимальный расход применяемых сырья и материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час;		

Используемый материал и его марка	Наименование и удельные количества нормируемых загрязняющих веществ			
	сварочный	в том числе		
	аэрозоль	железо оксид	оксид марганца	пыль неорганич.
АНО-4, г/кг	17,8	15,73	1,66	0,41
$M_{год}$ , т/г	0,00178	0,00157	0,00017	0,00004
$M_{сек}$ , г/с	0,00412	0,00364	0,00038	0,00009
<i>РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов), Астана-2004г.</i>				

• **Источник №6006 смесительная установка СМН-20;**

№ п.п.	Наименование	Количество	Ед.изм.
<b>1.</b>	<b>Исходные данные:</b>		
1.1.	$G_{год}$ - Количество перерабатываемого материала	346,68	т/пер
1.2.	$G$ - Количество перерабатываемого материала	0,6	т/час
1.3.	$H$ - Высота пересыпки	2,0	м
1.4.	$\delta$ - Влажность материала	свыше 10	%
1.5.	$T$ - Время разгрузки 1 машины	5,0	мин
1.6.	$G_2$ - Грузоподъемность	10	тонн
1.7.	$t$ - Время разгрузки всех машин	570,48	час
<b>2.</b>	<b>Расчет:</b>		
2.1.	$Q$ - Объем пылевыведения, где		
	$Q = \frac{K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * B * G * 10^6}{3600}$	0,0000061	г/сек
	$K_1$ - доля пылевой фракции в материале	0,05	(таблица 1)
	$K_2$ - доля пыли переходящая в аэрозоль	0,02	(таблица 1)
	$K_3$ - коэффициент, учитывающий метеоусловий	1,2	(таблица 2)
	$K_4$ - коэффициент, учитывающий местных условий	0,01	(таблица 3)
	$K_5$ - коэффициент, учитывающий влажность материала	0,01	(таблица 4)
	$K_7$ - коэффициент, учитывающий крупность материала	0,6	(таблица 5)
	$B$ - Коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	0,5	(таблица 7)
2.2.	$M$ - Общее пылевыведения*		
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$ , (Выбросы ВВ пыль неорганическая)	0,000012	т/пер

• **Источник №6007 насосная установка для перекачки дизтопливо;**

С помощью насосных установок происходит перекачка дизельного топлива.

Максимальный (разовый) выброс от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:

$$M_{сек} = \frac{Q}{3.6}, \text{ г/с}$$

$Q$  – удельное выделение загрязняющих веществ, кг/час (табл.8.1-РНД 211.2.09-2004);

Годовые (валовые) выбросы от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:

$$M_{год} = \frac{Q * T}{10^3}, \text{ т/г}$$

T – фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час;  
 $T=690,35*24 = 16568,4$  час при бурении 1 скважины.

**Максимальный выброс:**

$$M_{ув} = 0,13/3,6 = 0,0361 \text{ г/с;}$$

**Годовой выброс от 1 скважины:**

$$M_{ув} = 0,13*16568,4 / 1000 = 2,15389 \text{ т/г.}$$

- **Источник №6008 емкость для хранения дизтоплива ДЭС, ППУ и передвижных источников;**

Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 60м3 - 1шт.							
источник выбросов - дыхательный клапан.							
Общий расход:		2254,62	т/г				
	n	1,0	шт.				
	h	6,0	м				
	d	0,296	м				
Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:							
максимальные выбросы:		$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{ч}^{\max}}{3600}$					
		г/с		(6.2.1)	0,0065	г/с	
$K_p^{\max}$ - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;							
$V_{ч}^{\max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м <sup>3</sup> /час;							
выбросы:		$G = (U_{оз} \times B_{оз} + Y_{вл} \times B_{вл}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{хр} \times K_{нп} \times N_p$					
			т/год	(6.2.2)	0,00699	т/год	
где:							
$U_{оз}, Y_{вл}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;							
				$U_{оз}$ -	2,36	$Y_{вл}$ -	3,15
$B_{оз}, B_{вл}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;							
				$B_{оз}$ -	1127,3	$B_{вл}$ -	1127,3
$C_1$ - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м <sup>3</sup> , принимается по Приложению 12;							
							3,92
$G_{хр}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год,							
							0,27
принимаются по Приложению 13;							
							0,0029
$K_{нп}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;							
$N_p$ - количество резервуаров, шт.							
							1
Значения концентраций алканы $C_{12}$ - $C_{19}$ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды							
приведены в Приложении 14 ( $C_i$ мас %).							
Максимально-разовый выброс:		$M = C_i * M / 100, \text{ г/с}$		(5.2.4)			
Среднегодовые выбросы:		$G = C_i * G / 100, \text{ т/г}$		(5.2.5)			

Определяемый параметр	Идентификация состава выбросов			
	Углеводороды			
	предельные C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	непредельные	ароматическое	сероводород
C <sub>i</sub> мас %	99,57	-	0,15	0,28
M <sub>i</sub> , г/с	0,0065	-	-*)	0,000018
G <sub>i</sub> , т/г	0,00696	-	-*)	0,000020
*) Условно отнесены к C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>				
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.				

• **Источник №6009 емкость для бурового шлама;**

Исходные данные:

V	40	м <sup>3</sup>
n	1	шт.
T	6469,92	час
h	2	м

Секундный выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле:

$$P_c = F_{om} * g * K_{11}/3,6 \quad 0,0889 \text{ г/сек}$$

F<sub>om</sub> – общая площадь испарения, м<sup>2</sup>;

64 м<sup>2</sup>

g – удельный выброс

0,02 кг/ч\*м<sup>2</sup>

K<sub>11</sub> – коэффициент, зависящий от укрытия емкости.

0,25

Годовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле:

$$P_g = P_c * T * 3,6/1000 \quad 2,0704 \text{ т/год}$$

T- время работы, час

Сборник методик по расчету выбросов ВВ в атмосферу различными производствами». Алматы, 1996г.

• **Источник №6010 емкость масла;**

Общий расход: 20,933 т/г

n	1,0	шт.
h	5,0	м
d	0,1	м

Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:

максимальные выбросы:

$$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}$$

, г/с

(6.2.1) 0,000005 г/с

K<sub>p</sub><sup>max</sup> - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;

1

V<sub>ч</sub><sup>max</sup> - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его заправки, м<sup>3</sup>/час;

0,05

годовые выбросы:

$$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{ХР}} \times K_{\text{НП}} \times N_p$$

т/год

(6.2.2) 0,0001 т/год

где:

Y<sub>оз</sub>, Y<sub>вл</sub> - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний

периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;	$Y_{оз}$ - 0,25	$Y_{вл}$ - 0,25		
$V_{оз}, V_{вл}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний				
период, тонн;	$V_{оз}$ - 10,5	$V_{вл}$ - 10,5		
$C_1$ - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м <sup>3</sup> , принимается по Приложению 12;		0,39		
$G_{хр}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;		0,27		
$K_{нп}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;		0,0002		
$N_p$ - количество резервуаров, шт.		7		
Значения концентраций алканы $C_{12}-C_{19}$ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 ( $C_i$ мас %).		1		
Максимально-разовый выброс: $M = C_1 * M / 100$ , г/с	(5.2.4)			
Среднегодовые выбросы: $G = C_1 * G / 100$ , т/г	(5.2.5)			
<b>Идентификация состава выбросов</b>				
Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные $C_{12}-C_{19}$	непредельные	ароматические	сероводород
$C_i$ мас %	99,31	-	0,21	0,48
$M_i$ , г/с	0,000005	-	-*)	0,00000003
$G_i$ , т/г	0,00008	-	-*)	0,0000004
*) Условно отнесены к $C_{12}-C_{19}$				
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.				

• **Источник №6011 емкость отработанных масел;**

Общий расход:	10,47	т/г
n	1,0	шт.
h	5,0	м
d	0,1	м
Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:		
максимальные выбросы:	$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{ч}^{\max}}{3600}$	, г/с
	(6.2.1)	0,000005 г/с
$K_p^{\max}$ - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;		1
$V_{ч}^{\max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м <sup>3</sup> /час;		0,05
годовые выбросы:	$G = (Y_{оз} \times B_{оз} + Y_{вл} \times B_{вл}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{хр} \times K_{нп} \times N_p$	т/год
	(6.2.2)	0,0001 т/год
где:		
$Y_{оз}, Y_{вл}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний		
периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;	$Y_{оз}$ - 0,25	$Y_{вл}$ - 0,25

<p><math>V_{оз}, V_{вл}</math> - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн; <math>V_{оз} - 5,2</math> <math>V_{вл} - 5,2</math></p> <p><math>C_1</math> - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м<sup>3</sup>, принимается по Приложению 12; 0,39</p> <p><math>G_{хр}</math> - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13; 0,27</p> <p><math>K_{нп}</math> - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12; 0,0002</p> <p><math>N_p</math> - количество резервуаров, шт. 7</p> <p>Значения концентраций алканы <math>C_{12}-C_{19}</math> (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углевода и сероводороды приведены в Приложении 14 (<math>C_i</math> мас %). 1</p> <p>Максимально-разовый выброс: <math>M = C_1 * M / 100</math>, г/с (5.2.4)</p> <p>Среднегодовые выбросы: <math>G = C_1 * G / 100</math>, т/г (5.2.5)</p>				
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные $C_{12}-C_{19}$	непредельные	ароматические	сероводород
$C_i$ мас %	99,31	-	0,21	0,48
$M_i$ , г/с	0,000005	-	-*)	0,00000003
$G_i$ , т/г	0,00008	-	-*)	0,0000004
*) Условно отнесены к $C_{12}-C_{19}$				
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.				

• **Источник №6012 емкость для бензина;**

Объем РВСа:	40	м <sup>3</sup>		
Общий расход:	241,62	т/г		
n	1	шт.		
h	0,5	м		
d	0,01	м		
<p>Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:</p>				
максимальные выбросы:	$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{ч}^{\max}}{3600}$			г/с
			(6.2.1)	1,620
$K_p^{\max}$ - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;				1
$V_{ч}^{\max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м <sup>3</sup> /час;				6
выбросы:	$G_{\text{годовы}} = (V_{оз} \times B_{оз} + V_{вл} \times B_{вл}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{хр} \times K_{нп} \times N_p$			т/год
			(6.2.2)	3,558
где:				
$U_{оз}, U_{вл}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;	$U_{оз} - 967,2$	$U_{вл} - 1331$		
$V_{оз}, V_{вл}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;	$V_{оз} - 121$	$V_{вл} - 120,81125$		
$C_1$ - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м <sup>3</sup> , принимается по Приложению 12;				972

$G_{xp}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;	3,28
$K_{np}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;	1,0
$N_p$ - количество резервуаров, шт.	1,0
Максимально-разовый выброс: $M = CI * M / 100$ , г/с	(5.2.4)
Среднегодовые выбросы: $G = CI * G / 100$ , т/г	(5.2.5)

Значение ( $CI$  мас %) приведены в Приложении 14.

Определяемый параметр	Углеводороды						
	Предельные		Непредельные (по амиленам)	Ароматические			
	C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>		Бензол	Толуол	Ксилол	Этилбензол
CI мас %	75,47	18,38	2,5	2	1,45	0,15	0,05
Mi, г/с	1,2226	0,2978	0,0405	0,0324	0,0235	0,0024	0,0008
Gi, т/г	2,6850	0,6539	0,0889	0,0712	0,0516	0,0053	0,0018

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.

• **Источник №6013 ремонтно-мастерская;**

<b>Универсально-фрезерный станок</b> производит обработку металла. Выбросы вредных							
веществ осуществляются через вытяжную вентиляционную трубу.							
Мощность			2,3	кВт;			
Количество			1,0	шт.;			
Время работы			360	ч/год.			
Валовый и максимальный разовый выброс СОЖ от одной единицы оборудования							
при обработке металлов рассчитывается по формуле:							
$M_{год} = \frac{3600 \times N \times Q \times T}{10^6} *$						Выбросы ВВ аэрозоли масла:	
				т/г			0,000167
Mсек = Q * N, г/с							0,000129
Q- удельные показатели выделения масла или эмульсола на 1 кВт мощности							
оборудования, г/с (таб.7) $5,6 * 10^{-5}$							0,000056
N- мощность установленного оборудования, кВт;							
T- время работы, час/год.							
РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу							
при механической обработке металлов, Астана-2005г.							
<b>Токарно-винтовой станок</b> производит обработку металла. Выбросы вредных							
веществ осуществляются через вытяжную вентиляционную трубу.							
Мощность			11	кВт;			
Количество			1,0	шт.;			
Время работы			360	ч/год.			
Валовый и максимальный разовый выброс СОЖ от одной единицы оборудования							
при обработке металлов рассчитывается по формуле:							
$M_{год} = \frac{3600 \times N \times Q \times T}{10^6} *$						Выбросы ВВ аэрозоли масла:	



<b>Плоско-шлифовальный станок</b> предназначен для ремонта оборудования. Выбросы вредных						
веществ осуществляются через вентиляционную трубу.						
Мощность			4	кВт;		
Количество			1,0	шт.;		
Время работы			360	ч/год.		
Выбросы загрязняющих веществ, образующихся при механической обработке металлов,						
без применения СОЖ, от одной единицы оборудования, определяется по формулам:						
Валовый и максимальный разовый выброс для источников выделения, обеспеченных						
местными отсосами определяется по формулам:						
$M_{год} = \frac{3600 \times n \times Q \times T}{10^6} * (1 - \eta)$						
, т/год						
Mсек= n*Q*(1-η), г/с						
n- коэффициент эффективности местных отсосов (принимать на основе замеров,						
в иных случаях равным 0,9);						
T- фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час						
η – степень очистки воздуха пылеулавливающим оборудованием (в долях единицы).						
В цехе пылеулавливающее оборудование отсутствует, ввиду этого коэффициент						
эффективности пылеулавливающего оборудования равен: 0						
Q- удельный выброс пыли технологическим оборудованием, г/с (таб.1);						
пыль абразивная -						
			0,017	0,0153	г/с	0,01983 т/г
пыль металлическая (оксид железа) -						
			0,026	0,0234	г/с	0,03033 т/г
<i>РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу</i>						
<i>при механической обработке металлов, Астана-2005г.</i>						

• **Источник №6014 склад цемента;**

№ пп	Наименование	Количество	Ед.изм.
<b>1.</b>	<b>Исходные данные:</b>		
1.1.	G <sub>год</sub> - Количество поступающего материала за год	346,69	т/пер
1.2.	G - Количество перерабатываемого материала	0,6077	т/час
1.3.	F - Поверхность пыления в плане	100	м <sup>2</sup>
1.4.	T - Время работы	570,48	ч/пер
<b>2.</b>	<b>Расчет:</b>		
2.1.	Q - Объем пылевыведения, где		
	$Q = \frac{K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * G * 10^6 * B}{3600} + K_3 * K_4 * K_5 * K_6 * K_7 * q * F$	0,0058	г/сек
	K <sub>1</sub> - доля пылевой фракции в материале	0,04	(таблица 1)
	K <sub>2</sub> - доля пыли переходящая в аэрозоль	0,03	(таблица 1)
	K <sub>3</sub> - коэффициент, учитывающий метеоусловий	1,2	(таблица 2)
	K <sub>4</sub> - коэффициент, учитывающий местных условий	0,01	(таблица 3)
	K <sub>5</sub> - коэффициент, учитывающий влажность материала	0,9	(таблица 4)
	K <sub>6</sub> - коэфф., учит-щий профиль поверхности складуемого мат-ла	1,45	(таблица 5)
	K <sub>7</sub> - коэффициент, учитывающий крупность материала	1,0	(таблица 5)



Среднее значение количества углеводородов, испаряющихся с 1 м <sup>2</sup> поверхности в летний период, составит:									
		$Q_{\text{ср}} = \frac{q_{\text{дн}} \cdot t_{\text{дн}} + q_{\text{н}} \cdot t_{\text{н}}}{24}$						12,13 9	г/м <sup>2</sup> *ч
q <sub>дн</sub> , q <sub>н</sub> - количество испаряющихся углеводородов, соответственно в дневное и ночное время, г/м <sup>2</sup> ×ч;									
						q <sub>дн</sub> -	15,6 03	q <sub>н</sub> -	5,21 2
t <sub>дн</sub> , t <sub>н</sub> - число дневных и ночных часов в сутки в летний период.									
						t <sub>дн</sub>	- 16	t <sub>н</sub>	8
Максимальный выброс (г/с) углеводородов в атмосферу определяется по формуле:									
		$M = K \frac{Q_{\text{ср}} \cdot F}{3600}$						0,000 25	г/сек

**При испытании оценочной скважины на месторождении Урихтау источниками загрязнения атмосферного воздуха являются:**

**Организованные источники:**

- **Источник №0008 буровая установка ZJ-20, Силовой привод**

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час,  $G_{FJMAX} = 18.06$

Годовой расход дизельного топлива, т/год,  $G_{FGGO} = 173.28$

**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 18.06 \cdot 30 / 3600 = 0.1505$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 173.28 \cdot 30 / 10^3 = 5.2$

**Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 18.06 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00602$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 173.28 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.208$

**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 18.06 \cdot 39 / 3600 = 0.1957$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 173.28 \cdot 39 / 10^3 = 6.76$

**Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 10 / 3600 = 0.0502$

Валовый выброс, т/год,  $M_э = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 173.28 \cdot 10 / 10^3 = 1.733$

**Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 25 / 3600 = 0.1254$

Валовый выброс, т/год,  $M_э = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 173.28 \cdot 25 / 10^3 = 4.33$

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 12 / 3600 = 0.0602$

Валовый выброс, т/год,  $M_э = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 173.28 \cdot 12 / 10^3 = 2.08$

**Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00602$

Валовый выброс, т/год,  $M_э = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 173.28 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.208$

**Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 5 / 3600 = 0.0251$

Валовый выброс, т/год,  $M_э = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 173.28 \cdot 5 / 10^3 = 0.866$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1505	5.2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1957	6.76
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0251	0.866
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0.0502	1.733
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	0.1254	4.33
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид)	0.00602	0.208
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00602	0.208
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0.0602	2.08

- **Источник №0008 буровая установка ZJ-20, Насосный блок**

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час,  $G_{FJMAX} = 57.28$

Годовой расход дизельного топлива, т/год,  $G_{FGGO} = 549.53$

**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.28 \cdot 30 / 3600 = 0.477$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 549.53 \cdot 30 / 10^3 = 16.5$

**Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.28 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0191$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 549.53 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.66$

**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.28 \cdot 39 / 3600 = 0.62$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 549.53 \cdot 39 / 10^3 = 21.43$

**Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.28 \cdot 10 / 3600 = 0.159$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 549.53 \cdot 10 / 10^3 = 5.5$

**Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.28 \cdot 25 / 3600 = 0.398$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 549.53 \cdot 25 / 10^3 = 13.74$

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.28 \cdot 12 / 3600 = 0.191$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 549.53 \cdot 12 / 10^3 = 6.6$

**Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.28 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0191$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 549.53 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.66$

**Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.28 \cdot 5 / 3600 = 0.0796$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 549.53 \cdot 5 / 10^3 = 2.75$

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.477	16.5
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.62	21.43
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0796	2.75
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0.159	5.5
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	0.398	13.74
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид)	0.0191	0.66
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0191	0.66
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0.191	6.6

• **Источник №0008-03 буровая установка ZJ-20, ДЭС**

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г  
Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час,  $G_{FMAX} = 33.4$

Годовой расход дизельного топлива, т/год,  $G_{FGGO} = 320.15$

**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.4 \cdot 30 / 3600 = 0.2783$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 320.15 \cdot 30 / 10^3 = 9.6$

**Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01113$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 320.15 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.384$

**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.4 \cdot 39 / 3600 = 0.362$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 320.15 \cdot 39 / 10^3 = 12.49$

**Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.4 \cdot 10 / 3600 = 0.0928$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 320.15 \cdot 10 / 10^3 = 3.2$

**Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = G_{FMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.4 \cdot 25 / 3600 = 0.232$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 320.15 \cdot 25 / 10^3 = 8$

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265II) (10)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.4 \cdot 12 / 3600 = 0.1113$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 320.15 \cdot 12 / 10^3 = 3.84$

**Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01113$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 320.15 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.384$

**Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.4 \cdot 5 / 3600 = 0.0464$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 320.15 \cdot 5 / 10^3 = 1.6$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2783	9.6
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.362	12.49
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0464	1.6
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0.0928	3.2
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	0.232	8
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид)	0.01113	0.384
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01113	0.384
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0.1113	3.84

• **Источник №0009 емкость для топлива;**

Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 60м3 - 1шт.							
источник выбросов - дыхательный клапан.							
Общий расход:		1042,96	т/г				
	n	1,0	шт.				
	h	6,0	м				
	d	0,296	м				
Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:							
максимальные выбросы:	$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{ч}^{\max}}{3600}$						
		г/с		(6.2.1)	0,0065	г/с	
$K_p^{\max}$ - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;							
$V_{ч}^{\max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м <sup>3</sup> /час;							
годовые выбросы:	$G = (Y_{оз} \times B_{оз} + Y_{вл} \times B_{вл}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{ХР} \times K_{НП} \times N_p$						
		т/год		(6.2.2)	0,0037	т/год	д

где:										
У <sub>оз</sub> , У <sub>вл</sub> - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний										
периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;						У <sub>оз</sub>	-	2,36	У <sub>вл</sub> -	3,15
V <sub>оз</sub> , V <sub>вл</sub> - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний										
период, тонн;						V <sub>оз</sub> -	521,5	V <sub>вл</sub> -	521,5	
C <sub>1</sub> - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м <sup>3</sup> , принимается по Приложению 12;										
G <sub>хр</sub> - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год,										
принимаются по Приложению 13;										
K <sub>нп</sub> - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;										
N <sub>p</sub> - количество резервуаров, шт.										
Значения концентраций алканы C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub> (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды										
приведены в Приложении 14 (C <sub>i</sub> мас %).										
Максимально-разовый выброс: M = C <sub>i</sub> * M / 100, г/с						(5.2.4)				
Среднегодовые выбросы: G = C <sub>i</sub> * G / 100, т/г						(5.2.5)				
Идентификация состава выбросов										
Определяемый				Углеводороды						
параметр				предельные C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	непредельные	ароматическое	сероводород			
C <sub>i</sub> мас %				99,57	-	0,15	0,28			
M <sub>i</sub> , г/с				0,0065	-	*)	0,000018			
G <sub>i</sub> , т/г				0,0036	-	*)	0,000010			
*) Условно отнесены к C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>										
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.										

• **Источник №0010 резервуар для нефти;**

Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении									
и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.									
Общий объем резервуара						V <sub>p</sub>	100	м <sup>3</sup> ;	
Количество РВС						n	1	шт.;	
Высота						h	1	м;	
Диаметр						d	0,5	м;	
Коли/во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года						V	25000,0	т/г;	
Плотность нефти равна						ρ <sub>ж</sub>	0,8190	т/м <sup>3</sup> ;	
Температура начала кипения смеси						T <sub>нк</sub>	155	°C;	
Вид выброса - паров нефти и бензина; Конструкция резервуара - наземный вертикальный;									
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха;									
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = V / (гж * V)						(5.1.8)	305,250		
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:									
максимальные выбросы									
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{\max} \times K_p^{\max} \times K_B \times V_q^{\max}}{10^4}$									
						г/с	(5.2.1)	12,4597	г/с

годовые выбросы				
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{\max} \times K_B + K_t^{\min}) \times K_p^{\text{cp}} \times K_{\text{OB}} \times B}{10^7 \times \rho_{\text{ж}}}$				
			, т/г	(5.2.2)
			5,4839	т/г
где:				
$K_t^{\min}, K_t^{\max}$ - опытные коэффициенты (приложение 7);		$K_t^{\min} = 0,26$	$K_t^{\max} = 0,56$	
$K_p^{\text{cp}}, K_p^{\max}$ - опытные коэффициенты (приложение 8);		$K_p^{\text{cp}} = 0,58$	$K_p^{\max} = 0,83$	
$P_{38}$ - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°C;				46,3
$m$ - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);				111
$V_{\text{ч}}^{\max}$ - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВСа во время его закачки, м <sup>3</sup> /час;				320
$K_B$ - опытный коэффициент (приложение 9);				1,00
$K_{\text{OB}}$ - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);				2,5
$\rho_{\text{ж}}$ - плотность жидкости, т/м <sup>3</sup> ;				0,819
$B$ - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;				25000
Максимально-разовый выброс: $M = CI * M / 100$ , г/с		(5.2.4)		
Среднегодовые выбросы: $G = CI * G / 100$ , т/г		(5.2.5)		
(Ci мас %) - согласно состава нефти.				
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр	Углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	Сернистый ангидрид SO <sub>2</sub>		
Ci мас %	0,023	0,0056		
Mi, г/с	0,0029	0,0007		
Gi, т/г	0,00126	0,00031		
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.				

- **Источник №0011 факел.**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

## 1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

### Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH <sub>4</sub> )	76.9	63.4377162	16.043	0.7162
Этан(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	7.27	11.2409613	30.07	1.3424
Пропан(C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	4.44	10.0676389	44.097	1.9686
Бутан(C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	1.74	5.20044322	58.124	2.5948
Пентан(C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.72	2.67122498	72.151	3.2210268
Сероводород(H <sub>2</sub> S)	4.17	7.3079698	34.082	1.5215
Меркаптаны(RSH)	0.03	0.07404540	48	2.1429

Молярная масса смеси  $M$ , кг/моль (прил.3, (5)) : **19.447527**

Плотность сжигаемой смеси  $R_o$ , кг/м<sup>3</sup>: **0.979**

Показатель адиабаты  $K$  (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.172445$$

где ( $K_i$ ) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;  
 $[i]_o$  - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси  $W_{зв}$ , м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.172445 * (800 + 273) / 19.447527)^{0.5} = 735.927451$$

где  $T_o$  - температура смеси, град.С;

Объемный расход  $B$ , м<sup>3</sup>/с: **0.0036**

Скорость истечения смеси  $W_{ист}$ , м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.0036 / (3.141592654 * 0.15^2) = 0.203718327$$

Массовый расход  $G$ , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.0036 * 0.979 = 3.5244$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к.  $W_{ист} / W_{зв} = 0.000276818 < 0.2$ , горение сажевое.

## 2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси  $n$ : **0.9984**

Массовое содержание углерода  $[C]_m$ , % (прил.3, (8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 4.73) * 19.4475270) = 74.70992434$$

где  $x_i$  - число атомов углерода;

$[нег]_o$  - общее содержание негорючих примесей, %: **4.73**;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, диоксида азота, сажи  $M_i$ , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где  $UB_i$  - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0704880
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	0.0105732
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0017622
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0070488

Мощность выброса диоксида углерода  $M_{co2}$ , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 3.5244000 * (3.67 * 0.9984000 * 74.7099243 + 0.0000000) - 0.0704880 - 0.0017622 - 0.0070488 = 9.5686306$$

где  $[CO2]_m$  - массовое содержание диоксида углерода, %;

$M_{co}$  - мощность выброса оксида углерода, г/с;

$M_{ch4}$  - мощность выброса метана, г/с;

$M_c$  - мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы  $[S]_m$ , %:

$$[S]_m = \sum_{i=1}^N ([i]_m * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_m * 32.064 * x_i / M_s) = 6.924726213$$

где  $A_s$  - атомная масса серы;

$x_i$  - количество атомов серы;

$M_s$  - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_m$  - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы  $M_{so2}$ , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_m * G * n = 0.02 * 6.924726213 * 3.5244 * 0.9984 = 0.487329125$$

Мощность выброса сероводорода  $M_{h2s}$ , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_m * G * (1-n) = 0.01 * 7.3079698 * 3.5244 * (1-0.9984) = 0.000412099$$

Мощность выброса меркаптана  $M_{rsh}$ , г/с (9):

$$M_{rsh} = 0.01 * [RSH]_m * G * (1-n) = 0.01 * 0.074045404 * 3.5244 * (1-0.9984) = 0.000004175$$

### 3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания  $Q_{нз}$ , ккал/м<sup>3</sup> (прил.3, (1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 76.9 + 152 * 7.27 + 218 * 4.44 + 283 * 1.74 + 349 * 0.72 + 56 * 4.17 = 9625.13$$

где  $[CH2]_o$  - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$  - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$  - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$  - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$  - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения  $E$  (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.447527)^{0.5} = 0.212$$

Объемное содержание кислорода  $[O2]_o$ , %:

$$[O2]_o = \frac{N}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)} = \frac{N}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 0$$

где  $A_o$  - атомная масса кислорода;

$x_i$  - количество атомов кислорода;

$M_o$  - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_o$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [C_xH_y]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 4.17 + \sum_{i=1}^N$$

$$((x+y/4) * [C_xH_y]_o) - 0) = 10.699052$$

где  $x$  - число атомов углерода;

$y$  - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_{nc}$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.699052 = 11.699052$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси  $C_{nc}$ , ккал/(м<sup>3</sup>\*град.С):

Ориентировочное значение температуры горения  $T_2$ , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (9625.13 * (1-0.212) * 0.9984) / (11.699052 * 0.4) = 2418.179635$$

где  $T_o$  - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовой смеси  $C_{nc}$ , ккал/(м<sup>3</sup>\*град.С):

Температура горения  $T_2$ , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (9625.13 * (1-0.212) * 0.9984) / (11.699052 * 0.4) = 2418.179635$$

### 4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси  $V_1$ , м<sup>3</sup>/с (14):  
 $V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_2) / 273 = 0.0036 * 11.699052 * (273 + 2418.179635) / 273 =$   
**0.415176929**

Длина факела  $L_{фн}$ , м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.15 = 2.25$$

Высота источника выброса вредных веществ  $H$ , м (16):

$$H = L_{фн} + h_e = 2.25 + 8 = 10.25$$

где  $h_e$  – высота факельной установки от уровня земли, м;

#### 5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ( $W_0$ )

Диаметр факела  $D_ф$ , м (29):

$$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 2.25 + 0.49 * 0.15 = 0.3885$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси ( $W_0$ ), (м/с):

$$W_0 = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 0.415176929 / 0.3885^2 = 3.49345286$$

#### 6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс  $i$ -ого вредного вещества рассчитывается по формуле  $\Pi_i$ , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где  $\tau$  – продолжительность работы факельной установки, ч/год: **748.8;**

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.070488	0.190013092
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0105732	0.028501964
0410	Метан (727*)	0.0017622	0.004750327
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0070488	0.019001309
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни)	0.487329125	1.313683376
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000412099	0.001110888
1715	Меркаптаны	0.000004175	0.000011256

#### Неорганизованные источники:

- Источник №6017 оценочная скважина;

Исходные данные:			
Количество	1		шт.
Время работы	4341,6		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,06398		
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , c <sub>ji</sub>	0,023		доли/ед.
Сернистый ангидрид	0,0056		доли/ед.
Фланцы, шт; n <sub>j</sub>	6		шт.
ЗРА, шт; n <sub>j</sub>	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^l Y_{нуj} = \sum_{j=1}^l \sum_{J=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y <sub>нуj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
l – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по			

установке (предприятию), шт.;			
гн <sub>уj</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n <sub>j</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
хн <sub>уj</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, гн <sub>уj</sub>	0,08		мг/с
утечки от ЗРА, гн <sub>уj</sub>	1,83		мг/с
доля утечки ФС, хн <sub>уj</sub>	0,02		мг/с
доля утечки ЗРА, хн <sub>уj</sub>	0,07		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>нуC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub>	0,0091		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>нуSO<sub>2</sub></sub>	0,0022		мг/с
валовые выбросы, Y <sub>нуC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub>	0,00001	г/с	0,00014 т/Г
валовые выбросы, Y <sub>нуSO<sub>2</sub></sub>	0,000002	г/с	0,00003 т/Г

• **Источник №6018 нефтегазосеператор;**

<b>Исходные данные:</b>		
Марка		
Количество	1	шт.
Время работы	9594,48	ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,02895	
Для нефти:		
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с <sub>ji</sub>	0,04	доли/ед.
сернистый ангидрид, с <sub>ji</sub>	0,025	доли/ед.
Для газа:		
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с <sub>ji</sub>	0,9900	доли/ед.
сероводород, с <sub>ji</sub>	0,0267	доли/ед.
меркаптаны, с <sub>ji</sub>	0,0300	доли/ед.
Фланцы, шт; n <sub>j</sub>	5	шт.
ЗРА, шт; n <sub>j</sub>	3	шт.
<b>Расчеты:</b>		
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^l Y_{нуj} = \sum_{j=1}^l \sum_{J=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$		
Y <sub>ну j</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;		
l – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;		
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;		
гн <sub>уj</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);		
n <sub>j</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);		
хн <sub>уj</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);		
с <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях		

единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
Для нефти:			
утечки от ФС, г/сут	0,08		мг/с
утечки от ЗРА, г/сут	1,83		мг/с
доля утечки ФС, х/сут	0,02		
доля утечки ЗРА, х/сут	0,07		
Для газа:			
утечки от ФС, г/сут	0,2		мг/с
утечки от ЗРА, г/сут	5,83		мг/с
доля утечки ФС, х/сут	0,03		
доля утечки ЗРА, х/сут	0,293		
Для нефти:			
выбросы вредного вещества, $Y_{\text{HUC}_1\text{-C}_5}$	0,01569		мг/с
выбросы вредного вещества, $Y_{\text{HUSO}_2}$	0,00981		мг/с
Для газа:			
выбросы вредного вещества, $Y_{\text{HUC}_1\text{-C}_5}$	5,1030		мг/с
выбросы вредного вещества, $Y_{\text{HUN}_2\text{S}}$	0,1376		мг/с
выбросы вредного вещества, $Y_{\text{HURSH}}$	0,1546		
Для нефти:			
валовые выбросы, $Y_{\text{HUC}_1\text{-C}_5}$	0,000016	г/с	0,000542 т/г
валовые выбросы, $Y_{\text{HUSO}_2}$	0,000010	г/с	0,000339 т/г
Для газа:			
валовые выбросы, $Y_{\text{HUC}_1\text{-C}_5}$	0,0051	г/с	0,1763 т/г
выбросы вредного вещества, $Y_{\text{HUN}_2\text{S}}$	0,0001	г/с	0,0048 т/г
выбросы вредного вещества, $Y_{\text{HURSH}}$	0,0002	г/с	0,0053 т/г

• **Источник №6019 насосная установка для перекачки нефти.**

С помощью насосных установок происходит перекачка нефти. В работе находится 1 насос типа «ЦНС-38/110». Параметры выбросов:									
n = 1;									
h = 1,5 м;									
d = 0,01 м;									
T = 20°C;									
Максимальный (разовый) выброс от одной единицы оборудования рассчитывается по формуле:									
$M_{\text{сек}} = \frac{Q}{3.6}$	, г/с								
Q – удельное выделение загрязняющих веществ, кг/час (табл.8.1-РНД 211.2.09-2004);									
Годовые (валовые) выбросы от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:									
$M_{\text{год}} = \frac{Q \cdot T}{10^3}$	, т/г								
T – фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час; T									
T =	9594,48	час при испытании 1 скважины;							
Максимальный выброс:									
МУВ= 0,05/3,6=0,0139 г/с;		0,0139	г/с						
Годовой выброс от 1 скважины:									
МУВ= 0,05*753,6/1000		0,4797	т/г						

## Приложение 2

УТВЕРЖДАЮ  
Руководитель предприятия  
РООС Урихтау У-6

\_\_\_\_\_ (ф.и.о)  
(подпись)

"\_\_" \_\_\_\_\_ 2022 г

М.П.

## БЛАНК ИНВЕНТАРИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ

ЭРА v3.0 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"

1. Источники выделения загрязняющих веществ  
на 2022 год

г.Актобе Урихтау, РООС Урихтау У-6

Наименование производства, номер цеха, участка и т.д.	Номер источника загрязнения атм-ры	Номер источника выделения	Наименование источника выделения загрязняющих веществ	Наименование выпускаемой продукции	Время работы источника выделения, час		Наименование загрязняющего вещества	Код ЗВ (ПДК или ОБУВ)	Количество загрязняющего вещества, отходящего от источника выделен, т/год
					в сутки	за год			
А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
				Площадка:1 - РООС _Урихтау У-6					
(001) Буровая установка ZJ-70 Насосный блок	0001	0001 01	Буровая установка ZJ-70 Насосный	дизтоплива	24	6469.92	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0301 (0.2)	32.05
							Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0304 (0.4)	41.7
							Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0328 (0.15)	5.34
							Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0330 (0.5)	10.68
							Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0337 (5)	26.7
							Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	1301 (0.03)	1.282
							Формальдегид (Метаналь) (	1325 (	1.282

ЭРА v3.0 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"

1. Источники выделения загрязняющих веществ  
на 2022 год

г.Актобе Урихтау, РООС Урихтау У-6

А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
(002) Буровая установка ZJ-70 ДЭС	0001	0001 02	Буровая установка ZJ-70 ДЭС	дизтоплива	24	6469.92	609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.05) 2754 (1) 0301 (0.2) 0304 (0.4) 0328 (0.15) 0330 (0.5) 0337 (5) 1301 (0.03) 1325 (0.05) 2754 (1)	12.82 82.5 107.2 13.74 27.5 68.7 3.3 3.3 33
(003) Цементировочный агрегат	0002	0002 03	Цементировочный агрегат	дизтоплива	24	570.48	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0301 (0.2) 0304 (0.4) 0328 (0.15) 0330 (0.5) 0337 (5)	0.267 0.347 0.0445 0.089 0.2225

ЭРА v3.0 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"

1. Источники выделения загрязняющих веществ  
на 2022 год

г.Актобе Урихтау, ПООС Урихтау У-6

А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
(004) Емкость для топлива	0003	0003 01	Емкость для топлива	дизтоплива	24	6469.2	углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) Сероводород (Дигидросульфид) (518) Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	5) 1301 (0.03) 1325 (0.05) 2754 (1) 0333 (0.008) 2754 (1)	0.01068 0.01068 0.1068 0.000032 0.0113
(005) Передвижная паровая установка	0004	0004 01	Передвижная паровая установка	дизтоплива	2	1380.7	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в	0301 (0.2) 0304 (0.4) 0328 (0.15) 0330 (0.5) 0337 (5) 1301 (0.03) 1325 (0.05) 2754 (1)	1.45 1.885 0.2416 0.483 1.208 0.058 0.058 0.58

ЭРА v3.0 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"

1. Источники выделения загрязняющих веществ  
на 2022 год

г.Актобе Урихтау, РООС Урихтау У-6

А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
(006) ДЭС	0005	0005 01	ДЭС	дизтоплива	24	8760	пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0301 (0.2) 0304 (0.4) 0328 (0.15) 0330 (0.5) 0337 (5) 1301 (0.03) 1325 (0.05) 2754 (1)	58.8 76.4 9.8 19.6 49 2.35 2.35 23.5
(007) Котел	0007	0007 01	Котел	дизтоплива	24	4216.08	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0301 (0.2) 0304 (0.4) 0328 (0.15) 0330 (0.5) 0337 (5)	0.8371 0.136 0.2719 3.0838 3.7782
(008) Сварочный пост	6005	6005 01	Сварочный пост	Электрод	8	120	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа	0123 (*0.04)	0.001573

ЭРА v3.0 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"

1. Источники выделения загрязняющих веществ  
на 2022 год

г.Актобе Урихтау, РООС Урихтау У-6

А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
(009) Смесительная установка СМН-20	6006	6006 01	Смесительная установка СМН-20	пыль	24	570.48	оксид) /в пересчете на железо/ (274) Марганец и его соединения / в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0143 (0.01) 2908 (0.3) 2908 (0.3)	0.000166 0.000041 0.000012
(010) Насосная установка для перекачки дизтоплива	6007	6007 01	Насосная установка для перекачки дизтоплива	дизтоплива	24	8760	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	2754 (1)	2.15389
(011) Емкость для хранения дизтоплива ДЭС, ППУ и ПИ	6008	6008 01	Емкость для хранения дизтоплива ДЭС, ППУ и ПИ	дизтоплива	24	8760	Сероводород ( Дигидросульфид) (518) Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0333 (0.008) 2754 (1)	0.00002 0.00696

ЭРА v3.0 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"

1. Источники выделения загрязняющих веществ  
на 2022 год

г.Актобе Урихтау, POOC Урихтау У-6

А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
(012) Емкость для бурового шлама	6009	6009 01	Емкость для бурового шлама	буровой шлам	24	6469.92	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415 (*50)	2.0704
(013) Емкость масла	6010	6010 01	Емкость масла	масла	24	570.48	Сероводород ( Дигидросульфид) (518) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0333 (0.008) 2754 (1)	0.0000004 0.00008
(014) Емкость отработанных масел	6011	6011 01	Емкость отработанных масел	отработанные масла	24	570.48	Сероводород ( Дигидросульфид) (518) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0333 (0.008) 2754 (1)	0.0000004 0.00008
(015) Емкость для бензина	6012	6012 01	Емкость для бензина	бензин	24	6469.92	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460) Бензол (64)  Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349) Этилбензол (675)	0415 (*50) 0416 (*30) 0501 (1.5) 0602 (0.3) 0616 (0.2) 0621 (0.6) 0627 (0.02)	2.685 0.6539 0.0889 0.0712 0.0053 0.0516 0.0018
(016) Ремонтно-мастерская	6013	6013 01	Ремонтно-мастерская		24	360	Железо (II, III) оксиды ( диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное,	0123 (*0.04) 2735 (*0.05)	0.0548 0.000965

ЭРА v3.0 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"

1. Источники выделения загрязняющих веществ  
на 2022 год

г.Актобе Урихтау, РООС Урихтау У-6

А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
(017) Склад цемента	6014	6014 01	Склад цемента	пыль	24	570.48	цилиндрическое и др.) (716*) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	2930 (* 0.04) 2908 (0.3)	0.035 0.0119
(018) Блок приготовления цементных растворов	6015	6015 01	Блок приготовления цементных растворов	цементный раствор	24	570.48	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	2908 (0.3)	0.0119
(019) Блок приготовления бурового раствора	6016	6016 01	Блок приготовления бурового раствора	буровой раствор	24	6469.92	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415 (* 50)	0.00153
(020) Работа при подготовке площадки	6001	6001 02	Работа при подготовке площадки	пыль	8	120	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	2907 (0.15)	0.0062
(021) Работа бульдозеров	6002	6002 01	Работа бульдозеров	пыль	8	120	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	2907 (0.15)	0.10744
(022) Работа экскаваторов	6003	6003 01	Работа экскаваторов	пыль	8	120	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	2907 (0.15)	0.00027
(023) Работа при	6004	6004 01	Работа при	пыль	8	120	Пыль неорганическая,	2907 (	0.0468

ЭРА v3.0 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"

1. Источники выделения загрязняющих веществ  
на 2022 год

г.Актобе Урихтау, РООС Урихтау У-6

А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
уплотнении грунта катками			уплотнении грунта катками				содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0.15)	
Примечание: В случае отсутствия ПДКм.р. в колонке 8 указывается "*" - для значения ОБУВ, "***" - для ПДКс.с.									
Площадка:2 - РООС _Урихтау У-6 при испытании									
(001) Буровая установка ZJ-20 Силовой привод	0008	0008 01	Буровая установка ZJ-20 Силовой привод	дизтоплива	24	8760	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) ( 584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) ( 609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0301 ( 0.2) 0304 ( 0.4) 0328 ( 0.15) 0330 ( 0.5) 0337 ( 5) 1301 ( 0.03) 1325 ( 0.05) 2754 ( 1)	5.2  6.76 0.866 1.733 4.33 0.208 0.208 2.08
(002) Буровая установка ZJ-20 Насосный блок	0008	0008 02	Буровая установка ZJ-20 Насосный блок	дизтоплива	24	8760	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0301 ( 0.2) 0304 ( 0.4) 0328 ( 0.15) 0330 ( 0.5)	16.5 21.43 2.75 5.5

ЭРА v3.0 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"

1. Источники выделения загрязняющих веществ  
на 2022 год

г.Актобе Урихтау, POOC Урихтау У-6

А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
(003) Буровая установка ZJ-20 ДЭС	0008	0008 03	Буровая установка ZJ-20 ДЭС	дизтоплива	24	8760	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете	0337 (5) 1301 (0.03) 1325 (0.05) 2754 (6.6) 0301 (9.6) 0.2) 0304 (12.49) 0.4) 0328 (1.6) 0.15) 0330 (3.2) 0.5) 0337 (8) 5) 1301 (0.384) 0.03) 1325 (0.384) 0.05) 2754 (3.84)	13.74 0.66 0.66 6.6 9.6 12.49 1.6 3.2 8 0.384 0.384 3.84
(004) Емкость для топлива	0009	0009 01	Емкость для топлива	дизтоплива	24	8760	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды	2754 (3.84) 0333 (0.00001) 0.008) 2754 (0.00361)	0.00001 0.0036
(005) Резервуары для нефти	0010	0010 01	Резервуары для нефти	нефтепродукты	24	8760	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0330 (0.5) 0415 (*50)	0.00031 0.00126
(006) Факел	0010	0010 02	Факельная установка	газовая смесь	24	748.8	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0301 (0.2) 0328 (0.15) 0330 (1.31368337607) 0.5)	0.028501964 0.019001309

ПРОЕКТ ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ПРОЕКТУ «ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ВЕРТИКАЛЬНОЙ ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ У-6, НА КТ-II И ДЕВОН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ УРИХТАУ НА ПРАВОМ БЕРЕГУ Р.ЖЕМ»

(007) Скважина	6017	6017 01	скважина	нефтепродукт	24	4341.6	Сероводород ( Дигидросульфид) (518) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) ( 584) Метан (727*) Метантиол (Метилмеркаптан) (339) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0333 ( 0.008) 0337 ( 5) 0410 (* 50) 1715 ( 0.006) 0330 ( 0.5) 0415 (* 50)	0.00111088795 0.190013092 0.004750327 0.00001125568 0.00003 0.00014
(008) Нефтегазосеператор	6018	6018 01	Нефтегазосеператор	нефтегазовая смесь	24	8760	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Сероводород ( Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь природных меркаптанов	0330 ( 0.5) 0333 ( 0.008) 0415 (* 50) 1716 (	0.00034 0.0048 0.1768 0.0053
(009) Насосная установка для перекачки нефти	6019	6019 01	Насосная установка для перекачки нефти	нефтепродукт	24	8760	/в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0. 00005) 0415 (* 50)	0.4797
Примечание: В случае отсутствия ПДКм.р. в колонке 8 указывается "*" - для значения ОБУВ, "***" - для ПДКс.с.									

## БЛАНК ИНВЕНТАРИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ

ЭРА v3.0 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"

4. Суммарные выбросы вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу, их очистка и утилизация  
в целом по предприятию, т/год  
на 2022 год

г.Актобе Урихтау, РООС Урихтау У-6

Код за- гря- з- няющ веще- ства	На и м е н о в а н и е загрязняющего вещества	Количество загрязняющих веществ отходящих от источников выделения	В том числе		Из поступивших на очистку			Всего выброшено в атмосферу
			выбрасыва- ется без очистки	поступает на очистку	выброшено в атмосферу	уловлено и обезврежено		
						фактически	из них ути- лизовано	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
В С Е Г О :		867.094182012	867.094182012					867.094182012
в том числе:								
Т в е р д ы х:		34.949103309	34.949103309					34.949103309
из них:								
0123	Железо (II, III) оксиды (ди- Железо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.056373	0.056373					0.056373
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.000166	0.000166					0.000166
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	34.673001309	34.673001309					34.673001309
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0.16071	0.16071					0.16071
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль	0.023853	0.023853					0.023853
2930	Пыль абразивная (Корунд	0.035	0.035					0.035
Газообразных и жидких:		832.145078703	832.145078703					832.145078703
из них:								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	207.232601964	207.232601964					207.232601964
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	268.348	268.348					268.348

ПРОЕКТ ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ПРОЕКТУ «ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ВЕРТИКАЛЬНОЙ ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ У-6, НА КТ-II И ДЕВОН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ УРИХТАУ НА ПРАВОМ БЕРЕГУ Р.ЖЕМ»

0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	73.1831633761	73.1831633761					73.1831633761
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00597368795	0.00597368795					0.00597368795
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	175.868713092	175.868713092					175.868713092
0410	Метан (727*)	0.004750327	0.004750327					0.004750327
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	5.41483	5.41483					5.41483
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.6539	0.6539					0.6539
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	0.0889	0.0889					0.0889
0602	Бензол (64)	0.0712	0.0712					0.0712
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0053	0.0053					0.0053
0621	Метилбензол (349)	0.0516	0.0516					0.0516
0627	Этилбензол (675)	0.0018	0.0018					0.0018
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	8.25268	8.25268					8.25268
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	8.25268	8.25268					8.25268
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0.00001125568	0.00001125568					0.00001125568
1716	Смесь природных меркаптанов / в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (	0.0053	0.0053					0.0053
2735	Масло минеральное нефтяное ( веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.000965	0.000965					0.000965
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	84.70271	84.70271					84.70271



северо-восток). Угловые координаты геологического отвода месторождения Урихтау приводятся в таблице 2.1. Площадь геологического отвода составляет 29,0 (двадцать девять) кв. км. Глубина отвода – до абсолютной отметки минус 2 920 м. В этой части нефтегазоносного региона ранее открыты и уже разрабатываются месторождения нефти и газа Жанажол (10-12 км восточнее), Кенкияк (50 км севернее), Алибекмола ( 20 км севернее-восточнее) и Кожасай (7-8 км юго-западнее). Ближайшими от ТОО «Урихтау Оперейтинг» населенными пунктами (на расстоянии 7,5 км) являются вахтовый поселок Жанажол.

Климатическая характеристика рассматриваемой территории приведена по ближайшим метеорологическим станциям, г. Актобе, Кожасай и Эмба. Проектом представлена краткая характеристика предприятия как источника загрязнения атмосферы. И обозначена перспектива развития предприятия, на ближайшие 5 лет. В настоящее время месторождение Урихтау находится в стадии доразведки, поскольку требуется уточнение геологического строения подсолевого поднятия по карбонатным толщам КТ-1 и КТ-2, определение продуктивности коллекторов, выделенных в разрезе ранее пробуренных поисково-разведочных скважин и определение перспективных запасов нефти и газа – промышленной продуктивности месторождения в целом. По этой причине на месторождении Урихтау пока отсутствует развитая нефтяная инфраструктура. Существующая инфраструктура месторождения представлена несколькими ВЛЭП, 21 скважиной, сетью грунтовых дорог, проложенных к скважинам, в северной части месторождения находится водозабор питьевой воды – протянут водовод. Перспектива развития месторождения Предусматривается разработка нефтяной оторочки и газоконденсатной залежи. При этом намечено два первых года осуществлять пробную эксплуатацию нефтяной оторочки, а затем вводить в разработку газоконденсатную залежь. На предприятии установлено 43 стационарных источника загрязнения атмосферы в т.ч. 29 с неорганизованным выбросом (3 неорганизованных передвижных источника ЗВ). От установленных стационарных источников в атмосферу выбрасываются следующие вредные вещества: Железо (II, III) оксид /230/; Марганец и его соединения /282/; Хрома (VI) оксид /562/; Азота оксид /4/; Углерод черный (Сажа) /505/; Метан /718/; Смесь углеводородов предельных C1-C5 /1496/; Смесь углеводородов предельных C6-C10 /1497/; Бензол /57/; Тoluол /479/; Ксилол /277/; Бенз/а/пирен /48/; Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) /707/; Уайт-спирит /1287/; Бутан-1-ол (Спирт н-бутиловый) /92/; Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) /503/; Взвешенные вещества /105/; Азота диоксид /5/; Сера диоксид (Ангидрид сернистый) /441/; Сероводород /443/; Углерод оксид /504/; Фтористые газообразные соединения /536/; Формальдегид /528/; Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния /414/, образующие пять групп суммаций и сумму по пылям. От установленных передвижных источников в атмосферу выбрасываются следующие вредные вещества: Азота оксид /4/; Азота диоксид /5/; Углерод черный (Сажа); /505/; Сера диоксид (Ангидрид сернистый) /441/; Углерод оксид /504/; Бенз/а/пирен /48/; Проп-2-ен-1-аль

(Акролени) /406/; Керосин /645/; Формальдегид /528/; Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С) /503/. Расчет уровня загрязнения атмосферы на существующее положение и на перспективу, его графическая интерпретация, содержание и формирование таблиц проекта нормативов предельно допустимых выбросов предприятия выполнены с использованием программы "Эра", версия 1.7. При расчете веществам группы суммации учтены. Расчет проведен без учета фоновых концентраций (письмо РГП Казгидромет» проектом прилагается), без учета выбросов подрядных и соседствующих организаций. Как необходимый элемент качественного анализа моделирования приземных концентраций в настоящем Проекте принята санитарно-защитная зона (СЗЗ) рассчитанная до 1 ПДК. Расчет значений приземных концентраций проводился на границе санитарно-защитной зоны, а также по расчетному прямоугольнику. Проектом представлен состав компонентного состава газа. Расчеты концентраций ЗВ были проведены для основного технологического оборудования на теплый период года, когда наблюдается наибольшая его нагрузка. По расчету рассеивания загрязняющих веществ СЗЗ для предприятия составила:

Направление ветра	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Повторяемость ветра, Р %	7,0	12,0	14,0	15,0	13,0	13,0	14,0	12,0
Направление СЗЗ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	С	СВ	В	ЮВ
R/P <sub>0</sub>	0,56	0,96	1,12	1,2	1,04	1,04	1,12	0,96
<b>Промышленная №1</b>								
Скорректированный размер СЗЗ, L <sub>1</sub> (м)	5000	5000	5120	5000	5040	5040	5120	5000

Карта-схема предприятия с нанесенными источниками физических воздействий представлена Источниками физических воздействий на территории предприятий является технологическое оборудование, дизельгенератор, дизельный двигатель бурового станка, двигатель внутреннего сгорания насосного блока, нефтегазосепаратор, насос для перекачки нефти. Проведен расчет уровней шум от технологического оборудования, дана характеристика источников шума, шумовые характеристики, приведены результаты расчета уровней шума от технологического оборудования предприятия. В проекте имеется вывод, что воздействие таких физических факторов, как вибрация находится на очень низком уровне и ограничено пределами территории предприятия и расчетной границы санитарно-защитной зоны. В проекте приведены данные по выполненным инструментальным замерам уровней шума на границе жилой зоны, которые показали отсутствие превышений гигиенических нормативов, уровень шума составил менее 18 дБ. Таким образом по совокупности факторов размеры санитарно-защитной зоны для предприятия устанавливается размером 5000 м от крайних источников загрязнения атмосферного воздуха.

Направление ветра	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Скорректированный размер СЗЗ, L <sub>1</sub> (м)	5000	5000	5120	5000	5040	5040	5120	5000

Ситуационная карта-схема ТОО «Урихтау Оперейтинг» с обозначенной

на ней санитарно-защитной зоной по совокупности факторов представлена. Населенные пункты в радиусе санитарно-защитных зон отсутствуют. Проектом представлены мероприятия по благоустройству СЗЗ, которые предусматривают озеленение санитарно-защитной зоны и проведение контроля на границе санитарно-защитной зоны по следующим веществам, с периодичностью не реже 1 раза в квартал: Железо (II, III) оксид /230/; Марганец и его соединения /282/; Хрома (VI) оксид /562/; Азота оксид /4/; Углерод черный (Сажа) /505/; Метан /718/; Смесь углеводородов предельных C1-C5 /1496/; Смесь углеводородов предельных C6-C10 /1497/; Бензол /57/; Тoluол /479/; Ксилол /277/; Бенз/а/пирен /48/; Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) /707/; Уайт-спирит /1287/; Бутан-1-ол (Спирт n-бутиловый) /92/; Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) /503/; Взвешенные вещества /105/; Азота диоксид /5/; Сера диоксид (Ангидрид сернистый) /441/; Сероводород /443/; Углерод оксид /504/; Фтористые газообразные соединения /536/; Формальдегид /528/; Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния /414/, на границе санитарно-защитной зоны предприятия по 8 румбам. Проведена оценка рисков здоровью. В зоне влияния предприятия населенных пунктов нет.

Приложение: карты схемы размещения предприятия, ситуационная карта с указанием источников химического загрязнения, источников физического воздействия. Письмо РГП «Казгидромет», справка о компонентном составе газа, расчеты, карты с указанием максимально приземной концентрации загрязняющих веществ на период строительства скважин, опробирования и консервации и границы санитарно-защитной зоны. Результаты лабораторных исследований факторов физического воздействия и таблицы параметров источников физического воздействия. Параметры источников выбросов загрязняющих веществ. копия гос.лицензии.

**9. Құрылыс салуға болінген жер учаскесінің, қайта жаңартылатын нысанның сипаттамасы (өлшемдері, алаңы, топырағының түрі, учаскенің бұрын пайдаланылуы, жерасты суларының орналасу деңгейі, батпақтануы, желдің басым бағыттары, санитарлық – қорғау аумағының өлшемдері, сумен, канализациямен, жылумен қамтамасыз ету мүмкіндігі және қоршаған орта мен халық денсаулығына тигізер әсері, дүние тараптары бойынша бағыты)**

(Характеристика земельного участка под строительство, объекта реконструкции) (размеры, площади, вид грунта, использование участка в прошлом, высота стояния грунтовых вод, наличие заболоченности, господствующее направление ветров, размеры санитарно – защитной зоны, возможность водоснабжения, канализования, теплоснабжения и влияния на окружающую среду и здоровье населения): - расчётные размеры санитарно – защитных зон по расчету рассеивания

**10. Зертханалық және зертханалық-аспаптық зерттеулер мен сынақтардың хаттамалары, сонымен қатар бас жоспардың, сызбалардың, суреттердің көшірмелері (Протоколы лабораторных и лабораторно – инструментальных исследований и испытаний, а также выкопировки из генеральных планов, чертежи, фото): -**

**Санитарлық-эпидемиологиялық ұйғарым  
Санитарно-эпидемиологическое заключение**

На основании вышеизложенного « Проект обоснования размера санитарно- защитной зоны для ТОО «Урихтау Оперейтинг» соответствует Санитарные правила» Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно- защитных зон производственных объектов» №795 от 06.10.2010г.

**Ұсыныстар (Предложения):**

«Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» Қазақстан Республикасы Кодексінің 2009 жылдың 18 қыркүйегі № 193-IV МЗ РК негізінде осы санитарлық-эпидемиологиялық ұйғарымның міндетті түрдегі күші бар.

На основании Кодекса РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 193-IV МЗ РК от 18 сентября 2009 года настоящее санитарно-эпидемиологическое заключение имеет обязательную силу.

**И. о Главного государственного  
санитарного врача  
Актюбинской области**



*Д. Кайдарова* Д.Кайдарова

Шакирзянова 557739

## Приложение 5 – Заключение СЭС на проект НДС

Нысанның БҚСЖ бойынша коды Код формы по ОКУД КЕЖЖ бойынша ұйым коды Код организации по ОКПО	
Қазақстан Республикасы Денсаулық сақтау министрлігі Министерство здравоохранения Республики Казахстан	
Мемлекеттік органның атауы Наименование государственного органа "Қазақстан Республикасының Денсаулық сақтау министрлігі Санитариялық-эпидемиологиялық бақылау комитеті Ақтөбе облысының санитариялық-эпидемиологиялық бақылау департаменті" республикалық мемлекеттік мекемесі Республиканское государственное учреждение "Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Актюбинской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан"	

## Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды

## Санитарно-эпидемиологическое заключение

№ D.08.X.KZ39VBZ00031166

Дата: 19.11.2021 ж. (г.)

## 1. Санитариялық-эпидемиологиялық сараптау (Санитарно-эпидемиологическая экспертиза)

**Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов ТОО «Урихтау Оперейтинг» в Актюбинской области, Мугалжарский район, месторождение «Восточный Урихтау»**

(«Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» 2020 жылғы 7 шілдесі Қазақстан Республикасы Қорғаныс Қорымен 20-бабы сәйкес санитариялық-эпидемиологиялық сараптама жүргізілетін объектінің толық атауы) (полное наименование объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы, в соответствии со статьей 20 Кодекса Республики Казахстан от 7 июля 2020 года «О здоровье народа и системе здравоохранения»)

Жүргізілді (Проведена) **Заявление от 15.11.2021 11:50:04 № KZ08RLS00064690**

өтініш, ұйырым, құпия бойынша, жастарым және басқа да түрде (күні, номері)  
по обращению, юридическому, поставщику, заказчику и другим (дата, номер)

2. Тапсырыс (өтініш) беруші (Заказчик)(заявитель) **Товарищество с ограниченной ответственностью "Урихтау Оперейтинг", Актюбинская область Мугалжарский район**

Шұрашымалық жүргізуші субъектінің толық атауы, мекен-жайы, телефоны, жетекшісінің тегі, аты, әкесінің аты, қолы.  
(полное наименование хозяйствующего субъекта (принадлежность), адрес/месторасположения объекта, телефон, Фамилия, имя, отчество руководителя)

3. Санитариялық-эпидемиологиялық сараптау жүргізілетін нысанның қолданылу аумағы (Область применения объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы)

**Добыча нефти**

сала, қайраткерлік ортасы, орналасқан орны, мекен-жайы (вид деятельность)

4. Жобалар, материалдар дайындалды (Проекты, материалы разработаны (подготовлены) **ТОО «Есо ПроектСотрапу»**

5. Ұсынылған құжаттар (Представленные документы) **Заявление; Проектная документация**

6. Өнімнің үлгілері ұсынылды (Представлены образцы продукции) **Не требуется**

7. Басқа ұйымдардың сараптау қорытындысы (егер болса) (Экспертное заключение других организаций если имеются) **Не требуется**

Қорытынды берген ұйымның атауы (наименование организации выдавшей заключение)

8. Сараптама жүргізілетін нысанның толық санитариялық-гигиеналық сипаттамасы мен оған берілетін баға (қызметке, үрдіске, жағдайға, технологияға, өндіріске, өнімге) (Полная санитарно-гигиеническая характеристика и оценка объекта экспертизы (услуг, процессов, условий, технологий, производств, продукции)

Наименование компании: **ТОО «Урихтау Оперейтинг»**

Расположение: **Актюбинская область Мугалжарский район**

Месторождение **«Восточный Урихтау».**

Посты наблюдения за загрязняющими веществами отсутствуют в Мугалжарском районе, С33

Бұл құжат ҚР 2020 жылдың 7 шілдесіндегі «Электронды құжат және электронды қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қарап бетіндегі қолмен тегі.  
Электрондық құжат [www.slicssas.kz](http://www.slicssas.kz) порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасына [www.slicssas.kz](http://www.slicssas.kz) порталында тексерсе болып.  
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2020 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале [www.slicssas.kz](http://www.slicssas.kz). Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале [www.slicssas.kz](http://www.slicssas.kz).



месторождения 5000 м, ближайшими населенными пунктами являются вахтовый поселок Жанажол (7,5 км на северо-восток), поселок Сага (12,5 км на северо-восток) и поселок Шенгелши (приблизительно 17 км на северо-восток).

Фактическое расположение ближайшей действующей скважины относительно песков «Кокжиде» составляет на удаленности от «Кокжиде» на расстояние 5000 м. к востоку.

Так же стоит отметить, что месторождение «Восточный Урихтау» пробную эксплуатацию начала 26.11.2020 г.

Технологическая схема сбора и транспорта нефти и газаместорождения Восточный Урихтау

Схема сбора продукции добывающих скважин

Способ эксплуатации - фонтанный. Для обеспечения проектных показателей разработки на месторождении принята однотрубная, лучевая, герметизированная система внутрипромыслового нефтегазосбора.

Принципиальные технологические решения сбора продукции скважин обеспечивают выполнение следующих требований:

- замер дебита жидкости по каждой скважине;
- однотрубный транспорт нефтегазовой смеси;
- надежность эксплуатации выкидных трубопроводов, нефтегазосборных трубопроводов и замерных установок;
- полная герметизация процессов;
- автоматизация и телемеханизация технологических процессов;
- минимальные технологические потери нефти и газа;
- максимальная централизация объектов обустройства на месторождении.

Продукция скважин месторождения Восточный Урихтау под давлением пласта проходит через штуцерную камеру, где давление нефтегазовой смеси (далее - НГС) снижается до 60 кгс/см<sup>2</sup> и далее нагревается электрической нагревательной печью (далее - ЭНП) до температуры 60 0С и поступает по выкидному трубопроводу Ø89х7мм на автоматизированную групповую замерную установку (далее - АГЗУ-4), где происходит поочерёдный автоматический замер дебита скважин по жидкости и газу. После АГЗУ газонефтяная смесь (НГС) нагревается электрической нагревательной печью до температуры 70 0С и далее по нефтегазосборному трубопроводу Ø219х8мм поступает на дожимную насосную станцию (далее - ДНС).

#### Инфраструктура месторождения

На месторождении обустроены скважины, месторождения Восточный Урихтау, и ожидается монтаж электротэновых печей нагрева НГС, автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ - 4), на дожимной насосной станции (ДНС) ведутся работы по монтажу сепараторов второй ступени С-2 и ГС-2 с обвязкой существующего оборудования ДНС, сети трубопроводов и т.п. Сбор продукции скважин предусматривается на промысле с последующей транспортировкой для подготовке сырой нефти на ЦПНГ м/рАлибекмола ТОО «КазахойлАктобе».

Продукция скважины под давлением пласта (фактические показания определяются при ПНР) проходит через штуцерную камеру, где давление нефтегазовой смеси (далее - НГС) снижается до 60 кгс/см<sup>2</sup> и далее нагревается электрической нагревательной печью (далее - ЭНП ВУ-1) до температуры 60 0С и поступает по выкидному трубопроводу Ø89х7мм на автоматизированную групповую замерную установку (далее - АГЗУ).

Продукция скважины под давлением пласта (фактические показания определяются при ПНР) проходит через штуцерную камеру, где давление нефтегазовой смеси (далее - НГС) снижается до 60 кгс/см<sup>2</sup> и далее нагревается электрической нагревательной печью (далее - ЭНП ВУ-2) до температуры 60 0С и поступает по выкидному трубопроводу Ø89х7мм на автоматизированную групповую замерную установку (далее - АГЗУ).

На АГЗУ - 4 происходит автоматический замер дебита одной скважины по жидкости и газу. После АГЗУ газонефтяная смесь (НГС) нагревается электрической нагревательной печью до температуры 70 0С и далее по нефтегазосборному трубопроводу Ø219х8мм поступает на дожимную насосную станцию (далее - ДНС).

На ДНС НГС проходит через фильтр поступает на установку предварительного отбора газа, где происходит частичная разгазация нефти. Далее НГС поступает на первую ступень сепарации в нефтегазовый сепаратор поз. С-1, где происходит частичная разгазация нефти. Частично разгазированная нефть из сепаратора поз. С-1 поступает на вторую ступень сепарации на сепаратор поз. С-2, где происходит дальнейшая разгазация нефти. С сепаратора частично разгазированная нефть поступает на третью ступень сепарации в сепаратор поз. КСУ, где происходит полная разгазация нефти и далее разгазированная нефть самотеком с высоты 12 метров поступает в резервуар объемом 1000 м<sup>3</sup>. Насосами внешней откачки нефть из резервуара подается в нефтепровод ДНС Урихтау - ЦПНГ м/рАлибекмола ТОО «КазахойлАктобе».



Газ вышедший из первой ступени сепаратора поз. С-1 направляется на газовый сепаратор, где происходит улавливания капель нефти из газа. Газ вышедший из ГС-1 через сепаратор факела высокого давления направляется на факел высокого давления для сжигания. Вышедший газ из сепаратора второй ступени поз. С-2 направляется на газовый сепаратор ГС-2, где также происходит улавливания капель жидкости от газа. Газ после газового сепаратора поз. ГС-2 также направляется через факельный сепаратор высокого давления на факел высокого давления для сжигания. Газ отделившийся на сепараторе третьей ступени поз. КСУ направляется через факельный сепаратор низкого давления на факел низкого давления для сжигания. На ДНС имеется Блок дозирования реагента, который дозированно подает реагенты в систему. Разгазированная нефть по нефтепроводу поступает на оперативный узел учета нефти и далее в резервуар ТОО «КазахойлАктобе» для приемо-сдаточных операций и дальнейшей подготовки нефти.

Метанольное хозяйство включает в себя:

- сооружения, обеспечивающие перекачку метанола из автоцистерны насосами в емкости хранения;
- емкости хранения метанола объемом 50 м<sup>3</sup> каждая (2 рабочих и 1 аварийная);
- сооружения, обеспечивающие перекачку керосина из автоцистерны насосом в емкость хранения;
- емкость хранения керосина с перемешивающим устройством объемом 2 м<sup>3</sup>;
- автоматизированный налив метанола в автоцистерну;
- подачу метанола на площадку ДНС.

Склад хранения реагентов включает в себя:

- сооружения, обеспечивающие перекачку реагента из автоцистерны насосами в емкости хранения;
- емкости хранения реагента объемом 50 м<sup>3</sup> каждая (2 рабочих и 1 аварийная);
- автоматизированный налив реагента в автоцистерну;
- подачу реагента на площадку ДНС.

Запроектированный склад бочек реагентов обеспечивает хранение под навесом 800 бочек с реагентом объемом 200 литров каждая.

Для приема и хранения метанола предусмотрены 2 емкости объемом 50 м<sup>3</sup> каждая, а также аварийная емкость аналогичного объема.

Для обеспечения приема метанола из автоцистерны, перекачки метанола из емкости в емкость предусмотрены два герметичных насоса с номинальной производительностью 20 м<sup>3</sup>/ч. Кроме того этими же насосами возможна подача метанола в блок реагента ДНС, а также подавать метанол в автоматизированную систему налива в автоцистерны.

Для предотвращения нецелевого использования метанола для изменения его вкуса, цвета и запаха в технологической схеме предусмотрена подача в метанол расчетного количества раствора красителя (чернил химические) в керосине.

Добавление раствора чернил в керосине в метанол осуществляется через устройство ввода 030-УВ-01 при перекачке метанола из автоцистерны в емкости хранения.

Для обеспечения приема керосина из автоцистерны предусмотрен герметичный насос с номинальной производительностью 5 м<sup>3</sup>/ч. Хранение керосина и его смешивание с чернилами осуществляется в емкости с перемешивающим устройством.

Объем емкости хранения керосина выбран исходя из нормы добавления керосина в метанол (не менее 10 литров на 1 м<sup>3</sup> метанола), с учетом коэффициента заполнения, а также номенклатурой стандартных емкостей и составляет 2 м<sup>3</sup>. Подача керосина в метанол осуществляется дозировочным насосом в устройство ввода, установленного на трубопроводе подачи метанола в емкости хранения.

Для обеспечения налива метанола в автоцистерны предусмотрена автоматизированная герметичная система верхнего налива, обеспечивающая учет отпускаемого продукта, а также отвод паров из автоцистерны.

В связи с тем, что в реагентах - ингибиторах коррозии и парафиноотложений, часто в качестве растворителя применяется метанол, то технологические решения по приему, хранению и наливу реагентов в автоцистерны аналогичны решениям по метанолу, за исключением сооружений по керосину, которые в технологической схеме резервуарного склада реагентов не предусматриваются.

Так как температура застывания ингибитора коррозии KW-201 около минус 27°С, то для всех аппаратов и трубопроводов реагента, установленных на наружной площадке, предусмотрен электрообогрев и теплоизоляция.

На склад реагентов принимаются и хранятся следующие вещества:

- метанол технический, в который согласно требований санитарных норм для придания ему неприятного запаха и цвета при его приеме добавляют раствор чернил в керосине;
- ингибиторы парафиноотложений комплексного действия СНПХ-7920М; НПХ-7941;
- ингибиторы коррозии «Волга», KW-201, КО-101;
- углеводородные растворители ЭТЦ-7р-14, ЭТЦ-7р-115, СНПХ -7р-14.



Метанол доставляется в железнодорожных цистернах на станцию Новая база на месторождении Жанажол или на станцию Шубаркудук, принадлежащие ОАО «СНПС-АМГ», откуда автоцистернами перевозится на склад реагентов. Из автоцистерн метанол насосами 030-Н-1/1,2 через узел учета и узел смешения с раствором чернил в керосине перекачивается в емкости хранения метанола 030-Е-1/1,2,3 (две рабочие, одна аварийная).

Керосин на установку поступает в автоцистернах. С помощью насоса 030-Н-3 керосин перекачивается в емкость с перемешивающим устройством 030-Е-2. Для защиты насоса 030-Н-3 от механических примесей на всасе насоса предусмотрен трубопроводный фильтр 030-Ф-3 (схемой предусмотрен замер перепада давления на фильтре с сигнализацией максимума). Чернила добавляют в емкость через воронку, установленную на крышке емкости в количестве 2-3 литра на 100 литров керосина. В емкости 030-Е-2 контролируется температура и уровень керосина с сигнализацией предмаксимального и максимального аварийного уровня.

На случай разгерметизации емкости хранения метанола в схеме предусмотрена аварийная емкость 030-Е-1/3, трубопровод аварийной перекачки продукта и дренажная емкость 030-ЕП-1. Для дренажа аппаратов перед ремонтом, сбора разлившегося метанола в технологической схеме предусмотрена дренажная емкость 030-ЕП-1, объемом 8 м<sup>3</sup>, оснащенная полупогружным насосным агрегатом 030-НП-1 типа НЦСТ-Е-8-20-А-УХЛ1. Для приема с площадки розливов метанола закрывается задвижка 030-ХV-010 и открывается задвижка 030-ХV-011.

#### Резервуарный склад реагентов

В качестве реагента используют:

- ингибиторы парового отложения комплексного действия СНПХ-7920М, СНПХ-7941;
- ингибиторы коррозии «Волга», KW-201, КО-101;
- углеводородные растворители ЭТЦ-7р-14, ЭТЦ-7р-115, СНПХ-7р-14.

Так как температура застывания ингибитора коррозии KW-201 около минус 27 °С, то для всех аппаратов и трубопроводов, установленных на наружной площадке предусмотрен электрообогрев и теплоизоляция. Реагент доставляется в железнодорожных цистернах на станцию Новая база на месторождении Жанажол или на станцию Шубаркудук, принадлежащие ОАО «СНПС-АМГ», откуда автоцистернами перевозится на склад реагентов. Из автоцистерн реагент насосами 030-Н-4/1,2 через узел учета перекачивается в емкости хранения 030-Е-3/1,2,3 (две рабочие, одна аварийная).

#### Склад хранения реагентов в бочках

Склад предназначен для разгрузки, хранения и отпуска реагента в таре и рассчитан на хранение 800 бочек. Склад расположен на площадке с твердым покрытием с дождеприемником. Погрузо-разгрузочные операции на складе реагента предусматривается выполнять при помощи вилочного погрузчика с электродвигателем.

#### Площадка налива метанола в автоцистерны

На технологической площадке налива метанола в автоцистерны устанавливается следующее технологическое оборудование:

- Автоматизированная система налива метанола 030-АСВН-1.

Автоматическая система налива представляет собой устройство герметизированного, верхнего налива метанола с отводом паров. Слив метанола и керосина из автоцистерн осуществляется через трубопроводы со сливной муфтой для присоединения сливного рукава автоцистерн. Слив метанола и керосина осуществляется по разным трубопроводам.

#### Площадка налива реагента в автоцистерны

На технологической площадке налива реагента в автоцистерны устанавливается следующее технологическое оборудование:

- Автоматическая система налива реагента 030-АСВН-2.

Автоматическая система налива представляет собой устройство герметизированного, верхнего налива реагента с отводом паров. Площадка выполнена с твердым покрытием с уклоном к дождеприемнику. Для предотвращения утечек возможных разливов и сбора ливневых стоков, площадка ограждается бордюром с двух длинных сторон и пандусами для въезда и выезда автоцистерн с коротких сторон. Слив реагента из автоцистерн осуществляется через трубопровод со сливной муфтой для присоединения сливного рукава автоцистерн.

#### Склад реагентов в бочках под навесом

Склад предназначен для разгрузки, хранения и отпуска реагента в таре и рассчитан на хранение 800 бочек.

Склад расположен на площадке с твердым покрытием с дождеприемником. Для предотвращения



возможных разливов утечек, склад ограждается бордюром высотой 0,5м.

Общее количество источников выбросов при эксплуатации предприятия в настоящем проекте нормативов НДВ на 2022 год составляет 74 стационарных источника загрязнения, 23 - организованных, 51 - неорганизованных.

От источников выбросов предприятия атмосферный воздух загрязняется загрязняющими веществами 24 - наименований, в том числе 4 вещества обладают свойством суммации.

Общее количество выбросов загрязняющих веществ при эксплуатации предприятия в настоящем проекте нормативов НДВ составит 11597.1775265 т/год загрязняющих веществ.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на 2022 год, с учетом мероприятий по снижению выбросов:

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м <sup>3</sup>	ПДК максимальная, мг/м <sup>3</sup>	ПДК средняя, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Выброс вещества ОБУВ, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год	Выброс вещества с учетом очистки, т/год		
1	2	3	4	5	6	7	8	9		
0123	Железо (II, III) оксиды (диоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)					0.04	3	0.04594	0.056373	
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)					0.01	2	0.000384	0.000166	
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2	15.148664747		222.097596583		
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4		3	2.461618025		36.090878192		
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (146.542957575 583)					0.15	0.05	3	7.054180308	
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)					0.5	0.05	3	437.423151538	
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (8.29999723032 518)					0.008	2	0.47796188201		
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)			5	3	72.265326581		1484.72906418		
0410	Метан (727*)		50			1.654675525		36.07298011		
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					50		1.64402714	4.0304993	
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)					30		3.164557415	4.45049921	
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)			1.5		4		0.0405	0.0842	
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.0336878564		0.0736127556		
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)			0.2		3		0.00280468624		
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.02430982008		0.0527667107		
0627	Этилбензол (675)	0.02			3	0.0008		0.0017		
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)					0.000001		1	0.000011449	0.00007808
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)					1	0.5	3	0.19079	0.4158
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)			0.05		0.01		2	0.111394447	0.703547
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)					0.006		4	0.00257750104	
2732	Керосин (654*)			1.2		0.00034		0.00254		
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель			1		4		3.57803304	25.676530768	

Бум. журнал КР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қазір бастыңдағы заңмен тоғы.  
Электронды құжат және электронды қол қою туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қазір бастыңдағы заңмен тоғы.  
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.slistas.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.slistas.kz.



	<b>РПК-265П) (10)</b>				
2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.3	0.1	3	0.2857382 0.142155
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)		0.04	0.027	0.035
	<b>В С Е Г О :</b>	<b>545.638474161</b>		<b>11597.1775265</b>	

9. Құрылыс салуға бөлінген жер учаскесінің қайта жанартылатын нысанның сипаттамасы (өлшемдері, ауданы, топырағының түрі, учаскенің бұрын пайдаланылуы, жерасты суларының тұру биіктігі, батпақтану, желдің басымды бағыттары, санитариялық-қорғау аумағының өлшемдері, сумен, канализациямен, жылумен қамтамасыз ету мүмкіндігі және қоршаған орта мен қалық денсаулығына тигізер әсері, дүние тараптары бойынша бағыты)

(Характеристика земельного участка под строительство, объекта реконструкции, размеры, площади, вид грунта, использование участка в прошлом, высота стояния грунтовых вод, наличие заболоченности, господствующие направления ветров, размеры санитарно-защитной зоны, возможность водоснабжения, канализования, теплоснабжения и влияния на окружающую среду и здоровью населения, ориентация по сторонам света;) **Не требуется**

10. Зертханалық және зертханалық-аспаптық зерттеулер мен сынақтардың хаттамалары, сонымен қатар бас жоспардың, сызбалардың, суреттердің көшірмелері (Протоколы лабораторных и лабораторно-инструментальных исследований и испытаний, а также выкопировки из генеральных планов, чертежей, фото)

**Не требуется**

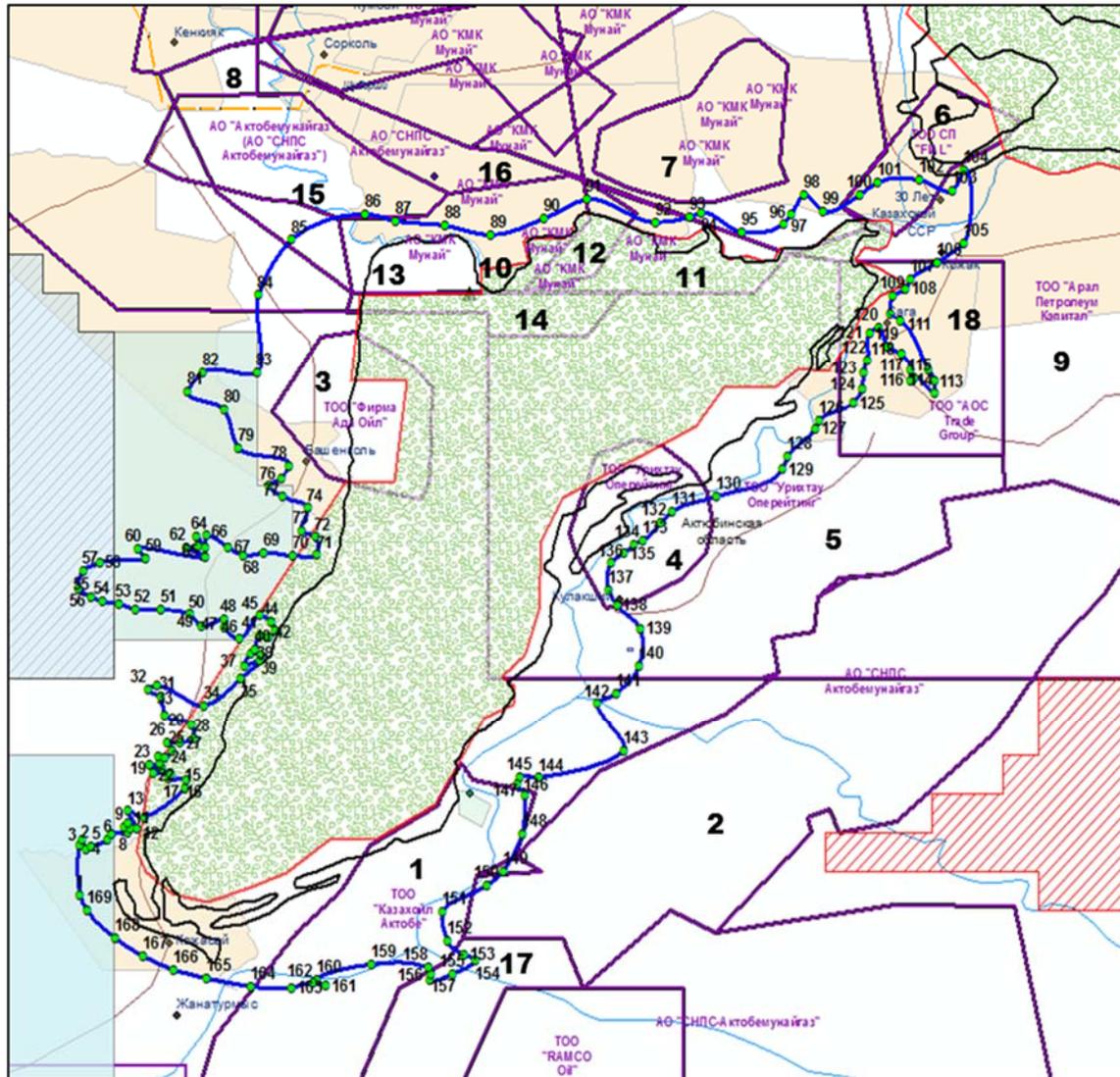
#### 11. ИСК-мен жұмыс істеуге рұқсат етіледі (разрешаются работы с ИИИ)

ИСК түрі және сипаттамасы (вид и характеристика ИИИ)	Жұмыстар түрі және сипаттамасы (Вид и характер работ)	Жұмыстар жүргізу орны (Место проведения работ)	Шектеу жағдайлары (Ограничительные условия)
1	2	3	4
I. Ашық ИСК-мен жұмыстар (работы с открытыми ИИИ)			
II. Жабық ИСК-мен жұмыстар (Работы с закрытыми ИИИ)			
III. Сәуле өндіретін құрылғылармен жұмыстар (Работы с устройствами, генерирующими излучение)			
IV. ИСК-мен басқа жұмыстар (другие работы с ИИИ)			





## Приложение 6 Схема расположения месторождения подземных вод Кокжиде

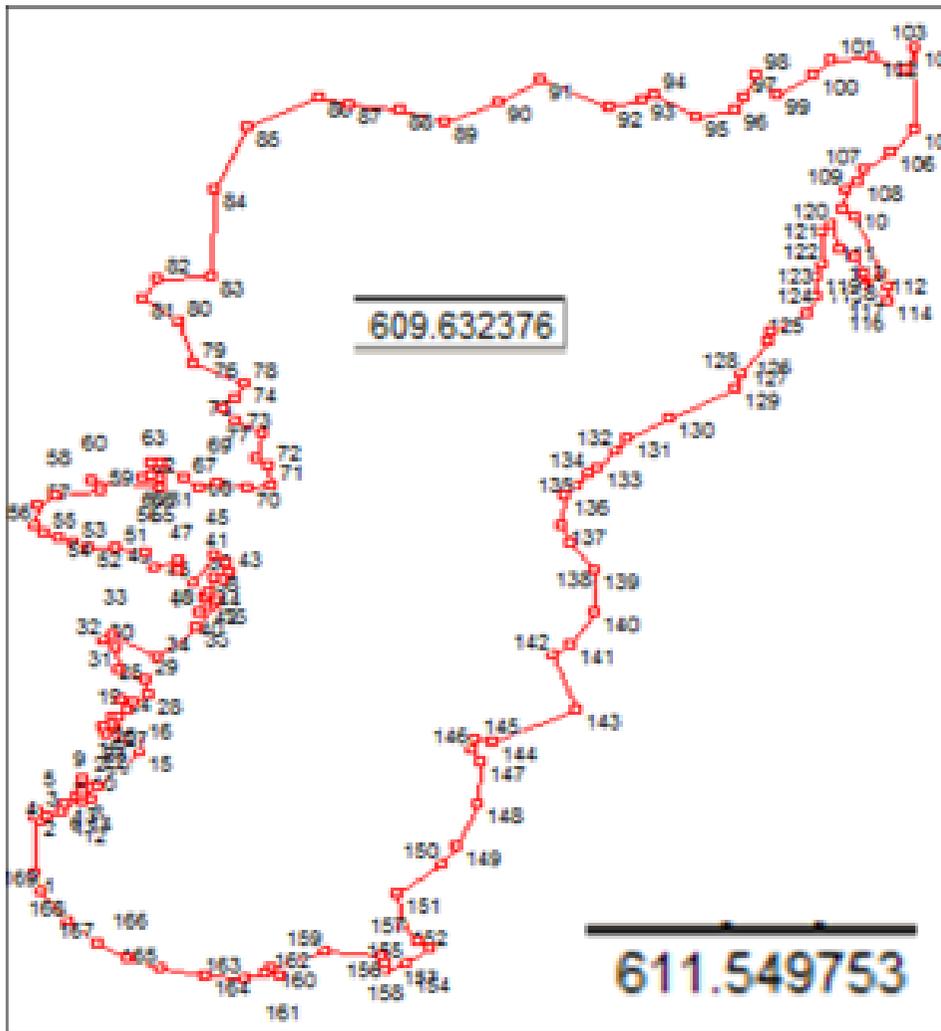


### Контрактные территории, расположенные в пределах границ месторождения подземных вод «Кокжиде»:

- 1) полностью **18,495 км<sup>2</sup>** (100%) ТОО «Урихтау Оперейтинг» месторождение Урихтау(КТ-1). Контракт 2882Д от 05.12.2008 г. на добычу УВ (общая площадь-**29 км<sup>2</sup>**);
- 2) частично **153,441 км<sup>2</sup>** ТОО «Урихтау Оперейтинг» месторождение Урихтау. Контракт 2882Р от 05.12.2008 г. на разведку УВ (общая площадь-**239,95 км<sup>2</sup>**);

-  - контур месторождения подземных вод Кокжиде, ТОО «Акпан» согласно отчету 2021 г.
-  - контур действующих контрактных территорий по УВС
-  - контур песков Кокжиде согласно топографической основе
-  - контур Государственного природного комплексного заказника местного значения «Кокжиде - Кумжарган» (особо охраняемой природной территории)

Схема расположения месторождения подземных вод «Кокжиде»



№	X	Y
1	57°04'01.90"	48°14'21.80"
2	57°04'01.90"	48°14'21.80"
3	57°04'01.90"	48°14'21.80"
4	57°04'01.90"	48°14'21.80"
5	57°04'01.90"	48°14'21.80"
6	57°04'01.90"	48°14'21.80"
7	57°04'01.90"	48°14'21.80"
8	57°04'01.90"	48°14'21.80"
9	57°04'01.90"	48°14'21.80"
10	57°04'01.90"	48°14'21.80"
11	57°04'01.90"	48°14'21.80"
12	57°04'01.90"	48°14'21.80"
13	57°04'01.90"	48°14'21.80"
14	57°04'01.90"	48°14'21.80"
15	57°04'01.90"	48°14'21.80"
16	57°04'01.90"	48°14'21.80"
17	57°04'01.90"	48°14'21.80"
18	57°04'01.90"	48°14'21.80"
19	57°04'01.90"	48°14'21.80"
20	57°04'01.90"	48°14'21.80"
21	57°04'01.90"	48°14'21.80"
22	57°04'01.90"	48°14'21.80"
23	57°04'01.90"	48°14'21.80"
24	57°04'01.90"	48°14'21.80"
25	57°04'01.90"	48°14'21.80"
26	57°04'01.90"	48°14'21.80"
27	57°04'01.90"	48°14'21.80"
28	57°04'01.90"	48°14'21.80"
29	57°04'01.90"	48°14'21.80"
30	57°04'01.90"	48°14'21.80"
31	57°04'01.90"	48°14'21.80"
32	57°04'01.90"	48°14'21.80"
33	57°04'01.90"	48°14'21.80"
34	57°04'01.90"	48°14'21.80"
35	57°04'01.90"	48°14'21.80"
36	57°04'01.90"	48°14'21.80"
37	57°04'01.90"	48°14'21.80"
38	57°04'01.90"	48°14'21.80"
39	57°04'01.90"	48°14'21.80"
40	57°04'01.90"	48°14'21.80"
41	57°04'01.90"	48°14'21.80"
42	57°04'01.90"	48°14'21.80"
43	57°04'01.90"	48°14'21.80"
44	57°04'01.90"	48°14'21.80"
45	57°04'01.90"	48°14'21.80"
46	57°04'01.90"	48°14'21.80"
47	57°04'01.90"	48°14'21.80"
48	57°04'01.90"	48°14'21.80"
49	57°04'01.90"	48°14'21.80"
50	57°04'01.90"	48°14'21.80"
51	57°04'01.90"	48°14'21.80"
52	57°04'01.90"	48°14'21.80"
53	57°04'01.90"	48°14'21.80"
54	57°04'01.90"	48°14'21.80"
55	57°04'01.90"	48°14'21.80"
56	57°04'01.90"	48°14'21.80"

57	57°04'01.90"	48°14'21.80"
58	57°04'01.90"	48°14'21.80"
59	57°04'01.90"	48°14'21.80"
60	57°04'01.90"	48°14'21.80"
61	57°04'01.90"	48°14'21.80"
62	57°04'01.90"	48°14'21.80"
63	57°04'01.90"	48°14'21.80"
64	57°04'01.90"	48°14'21.80"
65	57°04'01.90"	48°14'21.80"
66	57°04'01.90"	48°14'21.80"
67	57°04'01.90"	48°14'21.80"
68	57°04'01.90"	48°14'21.80"
69	57°04'01.90"	48°14'21.80"
70	57°04'01.90"	48°14'21.80"
71	57°04'01.90"	48°14'21.80"
72	57°04'01.90"	48°14'21.80"
73	57°04'01.90"	48°14'21.80"
74	57°04'01.90"	48°14'21.80"
75	57°04'01.90"	48°14'21.80"
76	57°04'01.90"	48°14'21.80"
77	57°04'01.90"	48°14'21.80"
78	57°04'01.90"	48°14'21.80"
79	57°04'01.90"	48°14'21.80"
80	57°04'01.90"	48°14'21.80"
81	57°04'01.90"	48°14'21.80"
82	57°04'01.90"	48°14'21.80"
83	57°04'01.90"	48°14'21.80"
84	57°04'01.90"	48°14'21.80"
85	57°04'01.90"	48°14'21.80"
86	57°04'01.90"	48°14'21.80"
87	57°04'01.90"	48°14'21.80"
88	57°04'01.90"	48°14'21.80"
89	57°04'01.90"	48°14'21.80"
90	57°04'01.90"	48°14'21.80"
91	57°04'01.90"	48°14'21.80"
92	57°04'01.90"	48°14'21.80"
93	57°04'01.90"	48°14'21.80"
94	57°04'01.90"	48°14'21.80"
95	57°04'01.90"	48°14'21.80"
96	57°04'01.90"	48°14'21.80"
97	57°04'01.90"	48°14'21.80"
98	57°04'01.90"	48°14'21.80"
99	57°04'01.90"	48°14'21.80"
100	57°04'01.90"	48°14'21.80"
101	57°04'01.90"	48°14'21.80"
102	57°04'01.90"	48°14'21.80"
103	57°04'01.90"	48°14'21.80"
104	57°04'01.90"	48°14'21.80"
105	57°04'01.90"	48°14'21.80"
106	57°04'01.90"	48°14'21.80"
107	57°04'01.90"	48°14'21.80"
108	57°04'01.90"	48°14'21.80"
109	57°04'01.90"	48°14'21.80"
110	57°04'01.90"	48°14'21.80"
111	57°04'01.90"	48°14'21.80"
112	57°04'01.90"	48°14'21.80"

113	57°04'01.90"	48°14'21.80"
114	57°04'01.90"	48°14'21.80"
115	57°04'01.90"	48°14'21.80"
116	57°04'01.90"	48°14'21.80"
117	57°04'01.90"	48°14'21.80"
118	57°04'01.90"	48°14'21.80"
119	57°04'01.90"	48°14'21.80"
120	57°04'01.90"	48°14'21.80"
121	57°04'01.90"	48°14'21.80"
122	57°04'01.90"	48°14'21.80"
123	57°04'01.90"	48°14'21.80"
124	57°04'01.90"	48°14'21.80"
125	57°04'01.90"	48°14'21.80"
126	57°04'01.90"	48°14'21.80"
127	57°04'01.90"	48°14'21.80"
128	57°04'01.90"	48°14'21.80"
129	57°04'01.90"	48°14'21.80"
130	57°04'01.90"	48°14'21.80"
131	57°04'01.90"	48°14'21.80"
132	57°04'01.90"	48°14'21.80"
133	57°04'01.90"	48°14'21.80"
134	57°04'01.90"	48°14'21.80"
135	57°04'01.90"	48°14'21.80"
136	57°04'01.90"	48°14'21.80"
137	57°04'01.90"	48°14'21.80"
138	57°04'01.90"	48°14'21.80"
139	57°04'01.90"	48°14'21.80"
140	57°04'01.90"	48°14'21.80"
141	57°04'01.90"	48°14'21.80"
142	57°04'01.90"	48°14'21.80"
143	57°04'01.90"	48°14'21.80"
144	57°04'01.90"	48°14'21.80"
145	57°04'01.90"	48°14'21.80"
146	57°04'01.90"	48°14'21.80"
147	57°04'01.90"	48°14'21.80"
148	57°04'01.90"	48°14'21.80"
149	57°04'01.90"	48°14'21.80"
150	57°04'01.90"	48°14'21.80"
151	57°04'01.90"	48°14'21.80"
152	57°04'01.90"	48°14'21.80"
153	57°04'01.90"	48°14'21.80"
154	57°04'01.90"	48°14'21.80"
155	57°04'01.90"	48°14'21.80"
156	57°04'01.90"	48°14'21.80"
157	57°04'01.90"	48°14'21.80"
158	57°04'01.90"	48°14'21.80"
159	57°04'01.90"	48°14'21.80"
160	57°04'01.90"	48°14'21.80"
161	57°04'01.90"	48°14'21.80"

Қазақстан Республикасы  
Экология, геология және табиғи ресурстар  
министрлігі  
Орман шаруашылығы және жануарлар  
дүниесі комитеті  
**АҚТӨБЕ ОБЛЫСТЫҚ ОРМАН  
ШАРУАШЫЛЫҒЫ ЖӘНЕ ЖАНУАРЛАР  
ДҮНИЕСІ АУМАҚТЫҚ ИНСПЕКЦИЯСЫ**  
030006, Ақтөбе қаласы, Набережная көшесі, 11  
Тел./факс: 8 (7132) 21-01-09



Республика Казахстан  
Министерство экологии, геологии  
и природных ресурсов  
Комитет лесного хозяйства и  
животного мира  
**АКТЮБИНСКАЯ ОБЛАСТНАЯ  
ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ИНСПЕКЦИЯ  
ЛЕСНОГО ХОЗЯЙСТВА И ЖИВОТНОГО МИРА**  
030006, г. Актюбе, ул. Набережная, 11  
Тел./факс: 8 (7132) 21-01-09

11.04.2022 № ЗТ-2022-01525413

**Заместителю директора  
филиала по производству  
Атырауского филиала  
ТОО «КМГ инжиниринг»  
Габдуллину А.Г.**

*На Ваш № 2105/411 от 01.04.2022 г.*

Актюбинская областная территориальная инспекция лесного хозяйства и животного мира рассмотрев координаты по проекту «Индивидуальный технический проект на строительство вертикальной оценочной скважины У-6 на КТ-II Девон на месторождении Урихтау на правом берегу р. Жем» сообщает, что угловые точки проектируемого объекта №№ 3-11 находятся за пределами земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий. Угловые точки №№ 1, 2 и 12 находятся на территории Джурунского лесничества (квартал 238, выдел 1) и государственного природного заказника местного значения «Кокжиде-Кумжарган» в Мугалжарском районе Актюбинской области.

В Мугалжарском районе, из животного мира, занесенных в Красную Книгу Республики Казахстан встречаются такие виды пернатых, как степной орел, ушастый филин и стрепет, а также, перелетные птицы лебедь-кликун, краснозобая казарка, серый журавль и журавль красавка. Данные приведены в целом по Мугалжарскому району.

О наличии краснокнижных животных и растений конкретно по месторождению «Урихтау» в Инспекции сведений не имеются.

Ответ на обращение подготовлен на языке обращения в соответствии со статьей 11 Закона Республики Казахстан от 11 июля 1997 года «О языках в Республике Казахстан».

В случае несогласия с данным ответом, Вы вправе обжаловать его в порядке, предусмотренном главой 13 Административного процедурно-процессуального кодекса РК от 29 июня 2020 года.

Приложение: Письмо РККП «Казахское лесоустроительное предприятие» на 1 листе.

И.о. руководителя Инспекции

*К*



К. Аязов

исп: С. Аскаргов  
тел: 22-15-82

КАЗАХСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ  
ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИГИ  
РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ  
ОРМАН ШАРУАШЫЛЫҒЫ ЖӘНЕ  
ЖАНУАРЛАР ДҮНИЕСІ КОМИТЕТІ  
**«ҚАЗАҚ  
ОРМАН ОРНАЛАСТЫРУ  
КӘСІПОРНЫ»**  
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ  
МЕМЛЕКЕТТІК ҚАЗЫНАЛЫҚ  
КӘСІПОРНЫ  
БИН 950540000877



МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И  
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН  
КОМИТЕТ ЛЕСНОГО ХОЗЯЙСТВА И  
ЖИВОТНОГО МИРА  
РЕСПУБЛИКАНСКОЕ  
ГОСУДАРСТВЕННОЕ КАЗЕННОЕ  
ПРЕДПРИЯТИЕ  
**«КАЗАХСКОЕ  
ЛЕСОУСТРОИТЕЛЬНОЕ  
ПРЕДПРИЯТИЕ»**  
БИН 950540000877

050002, Алматы қаласы, Баишев к-сі 23  
Телефон 397-43-45, 397-43-46, факс 397-41-32  
E-mail [l\\_kforest@mail.ru](mailto:l_kforest@mail.ru)

050002, г. Алматы, ул. Баишева 23  
Телефон 397-43-45, 397-43-46, факс 397-41-32  
E-mail [l\\_kforest@mail.ru](mailto:l_kforest@mail.ru)

08.04.2022г. № 01-04-01/479  
Сіздің (На) № исх.: 2-21-342 от 07.04.2022

**Ақтөбе облыстық  
орман шаруашылығы және  
жануарлар дүниесі аумақтық  
инспекциясы**

Кәсіпорын Сіздің хатыңызға сәйкес, Урихтау № 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 бұрыштық нүктелері учаскесі Ақтөбе облысында орналасқан мемлекеттік орман қоры мен ерекше қорғалатын табиғи аумақтар жерінен тыс жерде орналасқандығын мәлімдейді.

№ 1, 2, 12, бұрыштық нүктелері Ақтөбе облысында Жұрын орман шаруашылығы орам: 238, телім: 1, және Көкжиде-Құмжарған мемлекеттік табиғи қорықша аумағында орналасқан.

Согласно Вашему письму предприятие сообщает, что представленные угловые точки месторождения «Урихтау» № 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 находятся в Актюбинской области за пределами земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территории.

Угловые точки № 1, 2, 12, находятся в Актюбинской области на территории Джунунского лесничества кв: 238, выдел: 1, и на государственном природном заказнике Кокжиде-Кумжарган.

Директор

С.Баймұханбетов

Қазақстан Республикасының  
Экология, геология және табиғи  
ресурстар министрлігі  
"Қазақстан Республикасы Экология,  
геология және табиғи ресурстар  
министрлігі Су ресурстары  
комитетінің Су ресурстарын  
пайдалануды реттеу және қорғау  
жөніндегі Жайық-Каспий бассейндік  
инспекциясы" республикалық  
мемлекеттік мекемесі  
Атырау Қ.Ә., көшесі Абай, № 10А үй



Министерство экологии, геологии и  
природных ресурсов Республики  
Казахстан  
Республиканское государственное  
учреждение "Жайық-Каспийская  
бассейновая инспекция по  
регулированию использования и  
охране водных ресурсов Комитета по  
водным ресурсам Министерства  
экологии, геологии и природных  
ресурсов Республики Казахстан"  
Атырау Г.А., улица Абай, дом № 10А

Номер: KZ61VRC00013322

Дата выдачи: 11.04.2022 г.

### МОТИВИРОВАННЫЙ ОТКАЗ

**Товарищество с ограниченной  
ответственностью "Урихтау Оперейтинг"**  
091040003677  
030000, Республика Казахстан, Актюбинская  
область, Актюбе Г.А., г.Актюбе, район Астана,  
Проект Абилкайыр Хана, дом № 10

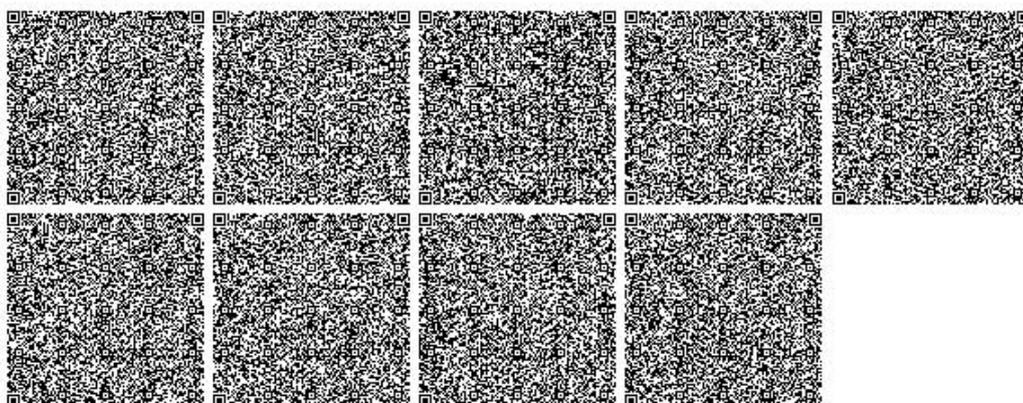
Республиканское государственное учреждение "Жайық-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов Комитета по водным ресурсам Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан" рассмотрев Ваше заявление № KZ20RRC00029295 от 31.03.2022 года, отказывает Вам в выдаче Согласование размещения предприятий и других сооружений, а также условий производства строительных и других работ на водных объектах, водоохраных зонах и полосах по причине: В соответствии с компетенцией, Инспекция согласование проектной документации осуществляет в рамках функции, определенных пп.7) п.2 ст.40 Водного кодекса Республики Казахстан - согласование документов о проведении строительных, дноуглубительных, взрывных работ по добыче полезных ископаемых, водных растений, прокладке кабелей, трубопроводов и других коммуникаций, рубке леса, а также буровых, сельскохозяйственных и других работ на водных объектах, водоохраных полосах и зонах. Данные проектной документации указывают на то, что деятельность по Проекту планируется на территории включенной в перечень объектов государственного природно-заповедного фонда республиканского значения постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 сентября 2006 года N 932, в части участков недр, представляющие особую экологическую, научную, историко-культурную и рекреационную ценность, одновременно как геологический объект - массив «Кокжиде» и гидрогеологический объект- подземные воды месторождения Кокжиде. Согласно статьи 19 Водного кодекса РК (далее – Кодекс) «Водные объекты особо охраняемых природных территорий» определено, что порядок образования, режим охраны водных объектов особо охраняемых природных территорий и пользования ими, а также условия деятельности в них устанавливаются законодательством Республики Казахстан об особо охраняемых природных территориях. Далее, в статье 55. «Экологические требования при использовании водных объектов и водохозяйственных сооружений»

Бұл құжат ҚР 2008 жылдың 7 қыркүйегіндегі «Электронды құжат және электронды қолжазбалар туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қолғаз бетіндегі заңмен тек.  
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

регламентировано: 1. Размещение предприятий и других объектов (зданий, сооружений, их комплексов, коммуникаций), влияющих на состояние водных объектов, производится с соблюдением экологических требований, условий и правил охраны недр, санитарно-эпидемиологической, промышленной безопасности, воспроизводства и рационального использования водных ресурсов, а также с учетом экологических последствий деятельности указанных объектов. 2. Строительство, реконструкция (расширение, модернизация, техническое перевооружение, перевооружение), эксплуатация, консервация, ликвидация (погребение) объектов, влияющих на состояние водных объектов, осуществляются при наличии положительного заключения уполномоченного государственного органа в области охраны окружающей среды, уполномоченного органа по изучению недр, государственного органа в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения и уполномоченного органа в сфере гражданской защиты. Из вышеуказанных норм Кодекса следует, что деятельность субъектов на участках недр включенных в перечень объектов государственного природно-заповедного фонда республиканского значения не регулируется Водным законодательством Республики Казахстан. Следовательно, согласование Проекта связанной с операцией по недропользованию на территории массива «Кокжиде», не в компетенции Инспекции.

**И.о. руководителя инспекции**

**Кадимов Бейбут Латифович**





20005136

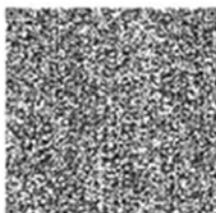


## ЛИЦЕНЗИЯ

18.03.2020 года

02177P

Выдана	Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг" Z05H0B4, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, проспект Кабанбай Батыра, дом № 17 БИН: 140340010451 <small>(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)</small>
на занятие	Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды <small>(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)</small>
Особые условия	<small>(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)</small>
Примечание	Неотчуждаемая, класс 1 <small>(отчуждаемость, класс разрешения)</small>
Лицензиар	Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан. <small>(полное наименование лицензиара)</small>
Руководитель (уполномоченное лицо)	Умаров Ермек Касымгалиевич <small>(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))</small>
Дата первичной выдачи	16.01.2015
Срок действия лицензии	
Место выдачи	г.Нур-Султан





## ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02177Р

Дата выдачи лицензии 18.03.2020 год

### Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Природоохранное проектирование, нормирование для I категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Лицензиат** **Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"**  
 Z05H0B4, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, проспект Қабанбай Батыра,  
 дом № 17, БИН: 140340010451

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер физлица или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае малых), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

### Производственная база

(местонахождение)

### Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Лицензиар** **Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

**Руководитель** **Умаров Ермек Касымгалиевич**

(уполномоченное лицо)

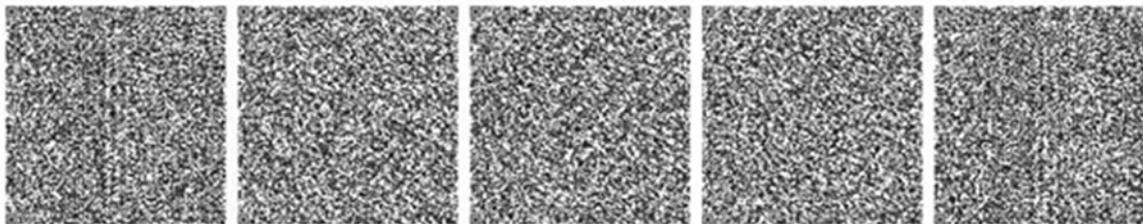
(фамилия, имя, отчество (в случае малых))

**Номер приложения** 001

**Срок действия**

**Дата выдачи приложения** 18.03.2020

**Место выдачи** г.Нур-Султан



Одним из методов защиты информации является использование QR-кодов. QR-код – это матричный код, который используется для хранения информации. QR-код состоит из черных точек, расположенных в виде квадрата. QR-код можно считать с помощью специального устройства (сканера) или программы. QR-код используется для быстрого доступа к информации. QR-код можно использовать для хранения информации о документе, его авторе, дате выдачи и т.д. QR-код можно использовать для проверки подлинности документа. QR-код можно использовать для хранения информации о документе, его авторе, дате выдачи и т.д. QR-код можно использовать для проверки подлинности документа. QR-код можно использовать для хранения информации о документе, его авторе, дате выдачи и т.д. QR-код можно использовать для проверки подлинности документа.