

**И.о. генерального  
директора Ли Чан  
ТОО «Емир-Ойл»**



**«Корректировка №1 к Проекту нормативов допустимых  
выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для  
объектов ТОО "Емир-Ойл"» на 2023 год»**

**Директор  
ТОО «Мунай Энерджи Групп»**

**С. Тажиев**

**Астана, 2023 год**

**Список исполнителей**

<b>Должность</b>	<b>Подпись</b>	<b>ФИО</b>
Инженер-эколог ТОО «Мунай Энерджи Групп»		
Инженер-эколог ТОО «Мунай Энерджи Групп»		

**СОСТАВ ПРОЕКТА**

**Книга 1. Инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.**

**Книга 2. Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.**

## СОДЕРЖАНИЕ:

<b>АННОТАЦИЯ</b> .....	
1.	<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....9
2.	<b>ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ</b> .....10
3.	<b>ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЕРАТОРА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ</b> .....30
3.1	Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования.....30
3.2	Краткая характеристика существующих установок очистки газа, укрупненный анализ их технического состояния и эффективности работы.....64
3.3	Качественная оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню.....64
3.4	Перспектива развития оператора.....64
3.5	Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу .....64
3.6	Характеристика аварийных и залповых выбросов .....64
3.7	Перечень загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу.....65
3.8	Обоснование полноты и достоверности исходных данных .....70
4.	<b>ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ</b> .....71
4.1	Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере .....71
4.2	Результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы .....72
4.3	Предложения по нормативам допустимых выбросов.....77
4.4	Обоснование возможности достижения нормативов с учетом использования малоотходной технологии и других планируемых мероприятий .....110
4.5	Уточнение границ области воздействия объекта .....110
4.6	Данные о пределах области воздействия.....111
4.7	Специальные требования к качеству атмосферного воздуха .....111
5.	<b>МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ (НМУ)</b> .....112
5.1	План мероприятий по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ 112
5.2	Обобщенные данные о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ ..... 113
5.3	Краткая характеристика каждого мероприятия в периоды НМУ ..... 113
5.4	Обоснование возможного диапазона регулирования выбросов по каждому мероприятию ..... 114
6.	<b>КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ</b> .....123
7.	<b>РАСЧЁТ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ВЫБРОСЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В ВОЗДУШНУЮ СРЕДУ ОТ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ</b> .....209
	<b>ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ</b> .....211
	Приложение 1 Инвентаризация источников
	Приложение 2 Расчеты выбросов ЗВ в атмосферу
	Приложение 3 Расчет рассеивания
	Приложение 4 Мероприятия при НМУ
	Приложение 5 Параметры выбросов
	Приложение 6 ППМ, ПУО, ПОО, ПЭК
	Приложение 7 Исходные данные
	Приложение 8 Общественные слушания
	Приложение 9 Лицензия

## **АННОТАЦИЯ**

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир-Ойл» на 2023 год выполнен в двух частях:

Книга 1 -Инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.  
Книга 2 - Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир-Ойл» на 2023 год.

Инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ разработана согласно Приложению 2 к Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63.

**Проект нормативов НДС на 2023 год разрабатывается в связи окончанием срока действия действующего проекта.**

В проекте определены, проанализированы и систематизированы характеристики источников выделений и выбросов загрязняющих веществ на предприятии на момент проведения инвентаризации и на перспективу развития предприятия, дано обоснование изменения количества выбросов вредных веществ в атмосферу по сравнению с ранее действующим проектом нормативов НДС.

ТОО «Емир-Ойл» осуществляет недропользование на основании контракта с Правительством РК за № 482 от 09.06.2000 г., заключенного в соответствии с лицензией серии АИ № 1552 на проведение Разведки углеводородного сырья на площади Аксаз-Емир- Долинное в Мунайлинском районе Мангистауской области, дополнения №11 от 26.12.14 г.(рег.номер 4091-УВС-МЭРК) к контракту с Правительством РК за № 482 от 09.06.2000 г., дополнения №12 от 29.12.16.(рег.номер 4430-УВС-МЭ) с продлением периода разведки для оценкисоконтрактудо 09.01.2020года,дополнения№14от05.01.2020 (рег.номер4486-УВС- МЭ) для продления периода разведки до 31.12.22 г.

Месторождения Долинное, Аксаз, Кариман, Емир,Северный Кариман, Есен эксплуатируются в соответствии с проектами:

- «Проект разработки месторождения Долинное» (Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности№KZ78VWF00064520 от 26.04.2022);
- «Проект разработки месторождения Аксаз» (Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности номер KZ94VWF00064523 от 26.04.2022);
- «Технологическая схема разработки месторождения Кариман» (Заключение ГЭЭ №10-02-16/1872 от 05.05.2011г.);
- «Технологическая схема разработки месторождения Емир» (Заключение ГЭЭ №10-02-16/573 от 07.03.2012г.);

Проект разработки месторождения Северный Кариман (ГЭЭ за № KZ21VCY00510896 от 14.08.2019)

- Проект разработки месторождения Есен (ГЭЭ за № KZ75VCY00657461 от 11.10.2019)
- «Анализ разработки месторождения Кариман» (Протокол ЦКРР МНГ РК №13/2 от 12-13.09.2019г.);
- «Анализ разработки месторождения Долинное» (Протокол ЦКРР МНГ РК №13/4 от 12-13.09.2019г.);
- «Анализ разработки месторождения Аксаз» (Протокол ЦКРР МНГ РК №13/3 от 12-13.09.2019г.);
- «Комплекс подготовки нефти и газа на месторождениях ТОО «Емир Ойл»» м «Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) к нему» (заключение ГЭЭ №4/0332 от 21.01.2014).

В состав объектов лицензионной территории ТОО «Емир-Ойл» входят:

- нефтяное месторождение Емир;
- нефтяное месторождение Долинное;
- газоконденсатное месторождение Аксаз;
- нефтяное месторождение Кариман;

- месторождение Северный Кариман;
  - месторождение Есен;
  - КПНГ;
  - площади Саура-Сагынды, Бегеш, Айдай, Алатобе, Танирберген.
- Общая площадь геологического отвода составляет 853,83 га.

Согласно протокола Министерство энергетики Республики Казахстан Рабочая группа по выработке предложений по утверждению Программ развития переработки сырого газа, внесению изменений и дополнений в утвержденные Программы утилизации газа и Программы развития переработки сырого газа Протокол №4 от 15.07.2022 г. а также утвержденной Корректировка «Программы развития переработки сырого газа на месторождениях Аксаз, Долинное, Кариман, Северный Кариман, Есен ТОО «Емир-Ойл» на период с 01.07.2022 по 31.12.2024».

Сжигание газа при эксплуатации технологического оборудования (V7) на этапе промышленной эксплуатации месторождений ТОО «Емир-Ойл» с 15.07.2022 года по 31.12.2023 год, сжигание сырого газа по данному пункту следующее: по месторождению Аксаз: с 15.07.2022 по 31.12.2022 год (170 дней) V7 = 57 120 м<sup>3</sup>; по месторождению Долинное: с 15.07.2022 по 31.12.2022 год (170 дней) V7 = 57 120 м<sup>3</sup>; по месторождению Кариман: с 15.07.2022 по 31.12.2022 год (170 дней) V7 = 57 120 м<sup>3</sup>; по месторождению Северный Кариман: 2023 год V7 = 0 м<sup>3</sup>; по месторождению Есен: 2023 год V7 = 0 м<sup>3</sup>;

Сжигания газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V8) на этапе промышленной эксплуатации месторождений ТОО «Емир-Ойл» с 15.07.2022 года по 31.12.2023 год, сжигание сырого газа по данному пункту следующее: по месторождению Аксаз: с 15.07.2022 по 31.12.2022 год (170 дней) V8 = 209 873 м<sup>3</sup>; по месторождению Долинное: с 15.07.2022 по 31.12.2022 год (170 дней) V8 = 321 184 м<sup>3</sup>; по месторождению Кариман: с 15.07.2022 по 31.12.2022 год (170 дней) V8 = 179 170 м<sup>3</sup>; по месторождению Северный Кариман: 2023 год V8 = 189 669 м<sup>3</sup>; по месторождению Есен: 2023 год V8 = 0 м<sup>3</sup>;

**На 2023 год на предприятии ТОО «Емир - Ойл» выявлено 256 стационарных источников выбросов загрязняющих веществ, из них:**

- организованные источники - 134 единиц;
- неорганизованные источники - 122 единиц.

Количество источников выбросов по объектам предприятия представлено в таблице 1.

Таблица I.Количество источников выбросов загрязняющих веществ  
на 2023 год

Наименование производства	Количество источников загрязняющих веществ		
	Организованные	Неорганизованные	Всего
<i>Месторождение Долинное</i>			
Площадка ГЗУ	16	20	36
Установка подготовки газа	10	8	18
ДНС-нефтепровод	0	2	2

<b>Итого по месторождению Долинное:</b>	<b>26</b>	<b>30</b>	<b>56</b>
<i>Месторождение Аксаз</i>			
Групповая замерная установка	9	11	20
Установка утилизации газа	15	14	29
Промысловый газопровод Актау- Карьер №5	4	1	5
<b>Итого по месторождению Аксаз:</b>	<b>28</b>	<b>26</b>	<b>54</b>
<i>Месторождение Кариман</i>			
Групповая замерная установка	35	32	67
<b>Итого по месторождению Кариман:</b>	<b>35</b>	<b>32</b>	<b>67</b>
<i>Месторождение Северный Кариман</i>			
Групповая замерная установка	15	6	21
<b>Итого по месторождению С. Кариман:</b>	<b>15</b>	<b>6</b>	<b>21</b>
<i>Площадь Есен</i>			
Площадка Есен	19	15	34
<b>Итого по площади Есен:</b>	<b>19</b>	<b>15</b>	<b>34</b>
<i>РМЦ. Вахтовый поселок</i>			
РМЦ	2	1	3
<b>Итого по РМЦ</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>3</b>
<i>КРС</i>			
КРС	9	12	21
<b>ИТОГО ПО ТОО ЕМИР</b>	<b>134</b>	<b>122</b>	<b>256</b>

Общее количество выбросов от стационарных источников объектов предприятия составляет **651.632 тонн** загрязняющих веществ, в том числе: **твердых - 2.1414833623 тонн;**  
**газообразных и жидких веществ - 649.4905 тонн.**

В атмосферу выделяются загрязняющие вещества 36 наименований 1 - 4 класса опасности 20 загрязняющих веществ, из них обладающих при совместном присутствии эффектом суммации вредного действия и объединены в 11 групп сумации.

Сведения об источниках загрязнения атмосферы получены в результате обследования площадки предприятия. Количество и состав выбросов вредных веществ в атмосферу от источников предприятия получены на основании анализа технологических

процессов и расчетов, проведенных в соответствии с отраслевыми нормами технологического проектирования и отраслевыми методическими указаниями, и рекомендациями по определению выбросов вредных веществ в атмосферу. При этом была использована техническая и отчетная документация предприятия.

Во второй части проекта представлены:

- характеристика существующих источников выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятия;
- характеристика источников выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятия на перспективу;
- расчеты рассеивания выбросов вредных веществ в атмосфере на существующее положение и на перспективу;
- оценка уровня загрязнения атмосферы выбросами предприятия по всем веществам и группам суммации, имеющимся в выбросах предприятия;
- нормативы допустимых выбросов.

Количество источников выбросов вредных веществ за период нормирования не изменится.

Количество наименований веществ изменяться не будут.

Количество выбросов загрязняющих веществ меняться не будет.

Расчеты рассеивания вредных веществ в атмосфере на существующее положение и на перспективу с учетом перспективного фона показали, что по всем ингредиентам и группам суммации на границе СЗЗ превышение ПДК, не наблюдается.

Согласно Экологическому кодексу РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК, Приложение 1:

-объект относится к 1 категории: Раздел 1. Перечень видов намечаемой деятельности и объектов, для которых проведение оценки воздействия на окружающую среду является обязательным

2. Недропользование:

2.1. добыча нефти и природного газа в коммерческих целях, при которой извлекаемое количество превышает 500 тонн в сутки в отношении нефти и 500 тыс. м<sup>3</sup> в сутки в отношении газа:

№ площадки	Наименование площадки	Размер СЗЗ, м
1	Месторождение Долинное	1 000
2	Газоконденсатное месторождение Аксаз	1 000
3	КПНГ	1000
4	Месторождение Кариман	1 000
5	Месторождение Северный Кариман	1 000
6	Месторождение Есен	1 000

Этот размер принимается за нормативную санитарно-защитную зону (СЗЗ).  
Выбросы по всем ингредиентам в качестве НДВ устанавливаются на 2023

## **1. ВВЕДЕНИЕ**

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир-Ойл» на 2023 год выполнен в двух частях:

Книга 1 -Инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Книга 2 -Проекта нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир-Ойл» на 2023 год.

Инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ разработана согласно Приложению 2 к Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63.

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу разработан согласно:

-Экологическому Кодексу Республики Казахстан от 02.01.2021 г. № 400-VI ЗРК;

-«Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду» Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63.

В настоящем проекте содержатся:

- общие сведения об операторе
- характеристика оператора как источника загрязнения атмосферы,
- краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования;
- мероприятия по снижению выбросов в период НМУ;
- нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ для предприятия в целом;
- контроль за соблюдением нормативов ПДВ.

**Адрес заказчика:** *ТОО "Емир-Ойл"  
130000, Республика Казахстан,  
Мангистауская область, г. Актау, 17, здание  
22, e-mail: [emiroil.aktau@mail.ru](mailto:emiroil.aktau@mail.ru) Тел.: (7292)  
290960*

**Исполнитель:** *ТОО "Мунай Энерджи Групп"  
Адрес: 03000, Республика Казастан, г. Актобе,  
ул. Матросова, д.56, к 12. тел.: (7132) 469-173  
моб.8702 889 55 21. [ecolain-k@mail.ru](mailto:ecolain-k@mail.ru)*

## 2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ

ТОО «Емир-Ойл» осуществляет недропользование на основании контракта с Правительством РК за №482 от 09.06.2000г., заключенного в соответствии с лицензией серии АИ №1552 на проведение Разведки углеводородного сырья на площади Аксаз-Емир-Долинное в Мунайлинском районе Мангистауской области.

Месторождения Долинное, Аксаз, Кариман, Емир, Северный Кариман, Есен эксплуатируются в соответствии с проектами:

- «Проект разработки месторождения Долинное» (Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности №KZ78VWF00064520 от 26.04.2022);

- «Проект разработки месторождения Аксаз» (Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности номер KZ94VWF00064523 от 26.04.2022);

- «Технологическая схема разработки месторождения Кариман» (Заключение ГЭЭ №10-02-16/1872 от 05.05.2011г.);

- «Технологическая схема разработки месторождения Емир» (Заключение ГЭЭ №10-02-16/573 от 07.03.2012г.);

Проект разработки месторождения Северный Кариман (ГЭЭ за № KZ21VCY00510896 от 14.08.2019)

№

- Проект разработки месторождения Есен (ГЭЭ за № KZ75VCY00657461 от 11.10.2019)

- «Анализ разработки месторождения Кариман» (Протокол ЦКРР МНГ РК №13/2 от 12-13.09.2019г.);

- «Анализ разработки месторождения Долинное» (Протокол ЦКРР МНГ РК №13/4 от 12-13.09.2019г.);

- «Анализ разработки месторождения Аксаз» (Протокол ЦКРР МНГ РК №13/3 от 12-13.09.2019г.);

- «Комплекс подготовки нефти и газа на месторождениях ТОО «Емир Ойл»» м «Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) к нему» (заключение ГЭЭ №4/0332 от 21.01.2014).

Административно-контрактная территория ТОО «Емир-Ойл» находится в Тупкараганском и Мунайлинском районах Мангистауской области Республики Казахстан.

В пределах Контрактной территории ТОО Емир-Ойл» открыты нефтяные и газонефтяные месторождения Аксаз, Емир, Долинное, Кариман, Северный Кариман, Есен.

В орографическом отношении район работ расположен в пределах северной части бессточной впадины Карагие (в рамках номенклатурного листа К-39-IV), слегка наклоненной к югу и имеющей пересеченный рельеф. Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах от минус 85 м до минус 100 м.

Областной центр - город Актау - находится в 50 км к юго-западу от площади работ, железнодорожная станция Мангистау - в 30 км к юго-западу, пос. Жетыбай - в 60 км, а город Жанаозен - в 130 км к юго-востоку.

Сообщение между месторождением и населенными пунктами осуществляется автотранспортом. Шоссеиные дороги связывают областной центр - город Актау с районными центрами и основными населенными пунктами: Жетыбай, Курык, Жанаозен, Форт-Шевченко, Баутино. Многочисленные грунтовые дороги пересекают территорию в самых различных направлениях. Они вполне пригодны для передвижения всех типов автотранспорта в сухое время года, т.е. практически круглогодично.

Электроснабжение осуществляется от существующих ЛЭП. Проживание рабочих осуществляется в вахтовом поселке.

Железная дорога ст. Мангистау - Макат проходит на северо западе от месторождения Сев. Кариман. Вдоль дороги проложены линии электропередач, телефонной связи и водопровод со ст. Мангистау до селения Большой Емир.

В 20 км к югу проходит асфальтированная дорога Актау - Жанаозен, нефте-, газо-, водопроводы и линия электропередач. На расстоянии 25 км к западу находится нефтепровод Каламкас - Актау. Западнее нефтепровода проходят линия электропередач и шоссейная дорога Актау - Форт-Шевченко.

Гидрографическая сеть представлена малодебитными родниками и колодцами с соленой слабоминерализованной водой. С севера на юг площади протекает соленый ручей Ащиагар, берущий свое начало от соленого источника Куюлус. Площадь расположена в охранной водозаборной зоне.

Группа месторождений Долинное, Кариман, Северный Кариман, Емир, Аксаз, Есен находится в районе с высокоразвитой инфраструктурой нефтяного профиля в окружении разрабатываемых месторождений Сев. Аккар, Алатюбе, Дунга.

Обзорная карта расположения ТОО «Емир-Ойл» представлена на рисунке 1.



Для характеристики климатических условий региона использованы многолетние средние величины метеорологических элементов, приведенных в Справочниках по климату СССР, и данные, помещенные в Метеорологических ежемесячниках за 1963-1997гг. ■ Следует отметить, что за последние двадцать лет прослеживается тенденция к увеличению температуры воздуха, уменьшению количества осадков и изменению других метеорологических характеристик.

Район представляет собой слабовсхолмленную поверхность, отметки которой изменяются от 270 до 315 м. Его западная граница определяется береговой линией Каспийского моря. В южном и западном направлениях отмечаются бессточные впадины. Глубины впадин достигают значительных величин.

Климат района резко континентальный. Лето сухое, жаркое температура воздуха достигает 30 — 45 °С; при средней температуре июля +25,7 °С. Зима малоснежная с понижением температуры до -30 °С, при средней температуре января - 6,3 °С. Атмосферные осадки в основном, приходятся на осенне-зимний период.

Основными климатообразующими факторами рассматриваемой территории являются ее географическое положение, условия атмосферной циркуляции, особенности подстилающей поверхности.

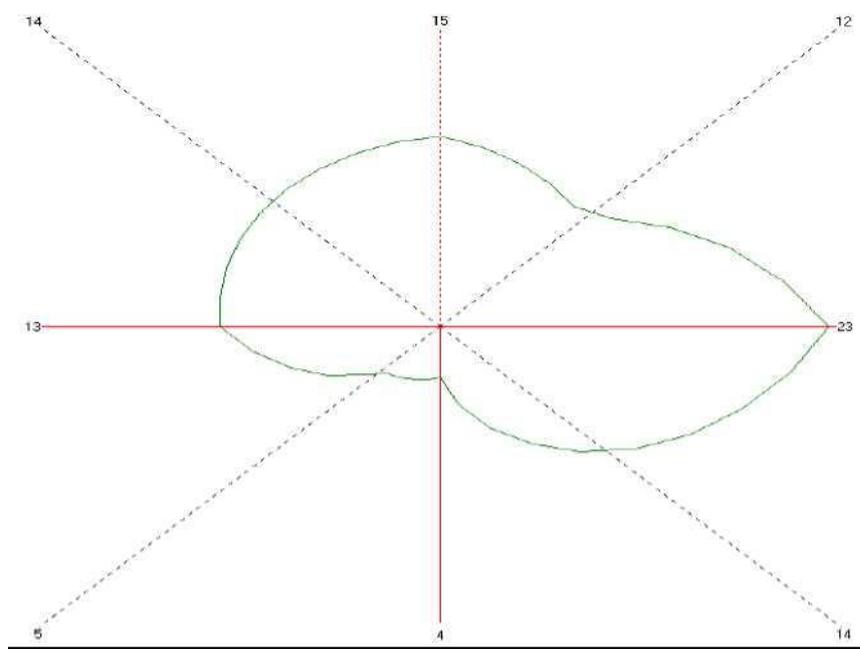
Погодные условия несут на себе характерные черты континентального климата северо-востока и климата полуострова, несколько смягченного влиянием моря. В годовом цикле продолжительность безморозного периода составляет в среднем 2/3 времени. Самый холодный месяц - январь, самый жаркий - июль.

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере \_\_\_\_\_

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	25.0
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-25.0
Среднегодовая роза ветров, %	
С	15.0
СВ	12.0
В	23.0
ЮВ	14.0
Ю	4.0
ЮЗ	5.0
З	13.0
СЗ	14.0
Среднегодовая скорость ветра, м/с	9.4
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	24.0

Среднегодовая роза ветров представлена на рисунке 2.1.



### Нефтяное месторождение Долинное

Нефтяное месторождение Долинное открыли в 1994 году.

Месторождение Долинное занимает участок площадью 18,24 кв. км.

Областной центр - город Актау - находится в 50 км к юго-западу от месторождения, железнодорожная станция Мангистау - в 40 км к юго-западу, город Жана-Озен - в 130 км к юго-востоку по прямой. Железная дорога станции Мангистау - Макат проходит в непосредственной близости от месторождения. Вдоль нее проложены линии: электропередач, телефонной связи и водопровод от станции Мангистау до селения Большой Емир. В 35 км к югу проходит асфальтированная дорога Актау - Жана-Озен, нефте-, газо-, водопроводы и линия электропередач. На расстоянии 25 км к западу находится нефтепровод Каламкас - Актау, западнее нефтепровода проходят линия электропередач и шоссейная дорога Актау - Форт-Шевченко.

Месторождение Долинное находится в районе с высоко развитой инфраструктурой нефтяного профиля. В непосредственной близости от месторождения в пределах Контрактной территории проходят железная дорога Мангышлак-Бейнеу-Макат и шоссейная автотрасса, ЛЭП, магистральные нефтегазопроводы.

Морской порт Актау с функционирующей свободной экономической зоной является главным узлом морских перевозок Республики, в том числе транспортировки нефти. Новые нефтетерминалы возводятся в прибрежной части поселка Курык.

Ближайшим населенным пунктом является небольшой поселок и железнодорожный разъезд Емыр (20 км к северу от железной дороги). Расстояние до областного центра г. Актау - 50 км, до пос. Курык - 85 км, до нефтепромысла и поселка Жетыбай - 50 км к востоку, до нефтепромысла Дунга - 65 км к западу. Производственная база «Емир-Ойл» расположена на ст. Мангышлак, отстоящей в 30 км к юго-западу от месторождения.

Многочисленные грунтовые дороги пересекают территорию в различных направлениях. Они вполне пригодны для передвижения всех типов автотранспорта в сухое время года.

Постоянная гидрографическая сеть в районе представлена редкими малобитными родниками и колодцами и небольшой речкой с высокоминерализованной водой Ациагар, берущей начало от родника и ручья Куюлус.

Питьевая вода поступает по водопроводу Кигач - Мангистау и к объектам работ доставляется автоцистернами. При необходимости снабжение питьевой водой возможно из города Актау.

Обеспечение технической водой предполагается осуществлять из Куюлусского водозабора, использующего альб-сеноманский водоносный комплекс.

Рельеф рассматриваемой территории представляет собой всхолмленную долину, осложненную промоинами и глубокими оврагами Учкую, Узунбас, Джилкыбай и др., выходящими к огромной бессточной впадине Карагие. Абсолютные отметки дневной поверхности колеблются в пределах от минус 60 до плюс 40 метров.

Исследования физико-химических свойств пластовой нефти проводились в НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз», ТОО НЭКФ «Оптимум», АО «КазНИПИмунайгаз» по внутренним стандартам аналогичным ОСТ 39-112-80. В таблице 1. представлены свойства пластовой нефти м/р Долинное.

Таблица 1. Свойства пластовой нефти (ти м/р. Долинное

Наименование	Количество исследований скважин	Диапазон изменения	Среднее значение
<b>Горизонт Т2</b>			
Плотность, при температуре 20°C, кг/м <sup>3</sup>		784,5-824,7	808,3
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с, при температуре 40°C	19	3,69-12,62	5,462
50°C	21	2,90-6,91	3,927
60°C	19	2,09-4,57	2,974

Температура застывания, °С	20	6-33	22,5
Массовое содержание, % серы	12	0,01-0,05	0,03
парафинов	15	15,6-28,8	20,2
асфальто-смолистых веществ	15	2,2-8,7	5
Начало кипения, °С		40-91	65
Объемный выход фракций, % до 100°С		1-11	5
до 200°С		13,5-35,1	26
до 300°С		39-56,8	48

**Таблица 2. Месторождение Долинное. Компонентный состав нефтяного газа**

Компоненты	Содержание, % мольные				
	скважина 3	скважина 6	скважина 7	факел	Горизонт Т 2-Б+В
Углекислый газ	1,34	1,41	0,62	2,12	<b>1,65</b>
Азот	<b>1,689</b>	<b>1,60</b>	3,32	1,27	<b>1,70</b>
Метан	<b>67,866</b>	<b>74,32</b>	77,93	74,36	<b>69,98</b>
Этан	<b>12,197</b>	<b>11,72</b>	11,28	13,03	<b>13,24</b>
Пропан	<b>6,709</b>	<b>6,12</b>	4,58	5,04	<b>6,28</b>
Изо-бутан	2,326	0,98	<b>0,55</b>	<b>0,85</b>	<b>1,46</b>
Н-бутан	3,152	1,82	<b>0,93</b>	<b>1,62</b>	<b>2,60</b>
Изо-пентан	1,214	0,63	<b>0,24</b>	<b>0,53</b>	<b>0,87</b>
Н -пентан	1,630	0,69	<b>0,28</b>	<b>0,6</b>	<b>1,04</b>
Гексан + высшие	1,068	0,74	<b>0,28</b>	<b>0,61</b>	<b>1,05</b>
Плотность газа при 20°С	1,077	0,941	0,862	0,928	<b>1,005</b>

#### **Газоконденсатное месторождение Аксаз**

Месторождение открыто в марте 1995 г. поисковой скважиной №1.

В географическом и орографическом отношении территория месторождения Аксаз расположена в пределах относительно пологих выступов, разделенных узкой долиной, и на юго-востоке граничит с северной частью бессточной впадины Карагие. Абсолютные отметки рельефа колеблются от минус 26 до плюс 40 м.

Месторождение Аксаз занимает участок площадью 11,483 кв.км. В административном отношении месторождение Аксаз расположено на территории Тюб-Караганского района Мангистауской области.

Областной центр город Актау находится в 50 км к юго-западу от месторождения, железнодорожная станция Мангистау - в 30 км к юго-западу, город Жанаозен - в 130 км к юго-востоку по прямой. Железная дорога ст. Мангистау - Макат проходит непосредственно через площадь исследования. Вдоль нее проложены линии электропередач, телефонной связи и водопровод. В 35 км к югу проходит асфальтированная дорога Актау - Жанаозен, нефтегазо-, водопроводы и линия электропередач. На расстоянии 25 км к западу находится нефтепровод Каламкас - Актау. Западнее нефтепровода проходят линия электропередач и шоссейная дорога Актау - Форт-Шевченко.

Многочисленные грунтовые дороги пересекают территорию в различных направлениях. Они вполне пригодны для передвижения всех типов автотранспорта в сухое время года.

Месторождение Аксаз находится в районе с высокоразвитой инфраструктурой нефтяного профиля в окружении разрабатываемых месторождений Северный Аккар, Алатобе, Дунга.

**Таблица 3. Физико-химические свойства и фракционный состав конденсата м/р. Аксаз**

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв-н	проб		
Плотность, при температуре 20 оС, кг/м3	4	8	745,8-776,8	762,1

	1	1		4,35
	4	6	0,987-1,94	1,550
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с, при температуре 20 оС 40 оС 50 оС 60 оС	4	8	0,890-1,867	1,448
	4	6	0,803-1,58	1,290
Температура застывания, оС	4	8	(-3)-(+18)	+ 8
Массовое содержание, %				
серы	4	8	0,002-0,05	0,012
парафинов	4	8	2,4-12,6	8,7
асфальто-смолистых веществ	4	8	0,2-6,00	2,8
Объемный выход фракций, %				
до 100 оС	4	7	1-16,5	9,1
до 200 оС	4	8	38-66	45,1
до 300 оС	4	8	67-87	71,8

Таблица 4. Месторождение Аксаз. Скважина 1 (устье). Компонентный состав свободного газа среднетриасового продуктивного горизонта (Т2Б)

Компоненты	Содержание, % мольн.		
	Проба 1	Проба 2	Среднее
	1995 г.	2005 г.	
Сероводород	-	-	-
Углекислый газ	2,45	2,77	2,59
Азот	-	1,39	1,39
Метан	74,54	78,03	75,72
Этан	14,03	12,64	13,25/165,74 кг/м <sup>3</sup>
Пропан	4,58	3,03	3,78/69,33 кг/м <sup>3</sup>
Изо-бутан	1,30	0,67	0,98/23,69 кг/м <sup>3</sup>
Н-бутан	1,61	0,80	1,20/29,01 кг/м <sup>3</sup>
Изо-пентан	0,63	0,26	0,45
Н-пентан	0,47	0,21	0,34
Гексаны+	0,39	0,20	0,30
Относительная плотность (по воздуху)	0,825	0,716	0,771

#### Нефтяное месторождение Кариман

Месторождение Кариман расположено на территории Южного Мангышлака, в административном отношении располагается в пределах Мунайлинского района Мангистауской области Республики Казахстан. Месторождение Кариман занимает участок площадью 91,09 кв.км.

Месторождение находится в 70 км от г. Актау, в 55 км от пос. Жетыбай рядом с территорией Куялусского водозабора.

Первые сведения о площади Кариман были получены в 1961 году. По триасовым отложениям поднятие Кариман выявлено и подготовлено к поисковому бурению по результатам сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, проведенными в 1980-1993 гг. В 2005 году на площади Кариман проведены дополнительные сейсморазведочные работы МОГТ-3Д, уточнившие строение площади по триасовым отложениям.

В орографическом отношении месторождение расположено в пределах северной части бессточной впадины Карагие, слегка наклоненной к югу и имеющей пересеченный рельеф. На преобладающей части территории работ абсолютные отметки рельефа составляют минус 8085 метров,

Рассматриваемая территория принадлежит к зоне полупустынь и пустынных степей.

Гидрографическая сеть представлена малобитными родниками с соленой водой, а также небольшой солёной речкой Ащиагар.

Шоссейные дороги связывают областной центр - город Актау с районными центрами и основными населенными пунктами: Жетыбай, Курык, Баутино, Жанаозен.

Многочисленные грунтовые дороги пересекают территорию в самых различных направлениях. Они вполне пригодны для передвижения всех типов автотранспорта в сухое время года, т.е. практически круглогодично.

Железная дорога ст. Мангистау - Макат проходит в непосредственной близости от площади исследования. Вдоль дороги проложены линии электропередач, телефонной связи и водопровод сост. Мангистау до селения Бол. Емир. В 35 км к югу проходит асфальтированная дорога Актау - Жанаозен, нефте-, газо-, водопроводы и линия электропередач. На расстоянии 25 км к западу находится нефтепровод Каламкас-Актау. Западнее нефтепровода проходят линия электропередач и шоссейная дорога Актау - Форт-Ш евченко.

**Таблица 5. Физико-химические свойства и состав дегазированной нефти м/р. Кариман**

Наименование	Количество исследованных	Диапазон изменения	Среднее значение
1	2	3	4
<b>Горизонт Тз</b>			
Плотность, при температуре 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	3	831,4-855,6	846,4
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с, при температуре 40 °С 60 °С	2 3 3	11,91-25,29 7,489-22,12 6,143-14,46	18,60 14,83 10,35
Температура застывания, °С	3	24-36	29
Массовое содержание, % серы общей парафинов	3 3 3	0,033-0,077 21,6-24,3 6,7-9,3	0,055 22,9 8,1
<b>асфальто-смолистых веществ</b>			
Начало кипения, Объемный выход фракций, % до 100 °С	3 2	51-123 2,5-8,0	79 3,8
до 200 °С	3	6,0-15,0	11,3
до 300 °С	3	21,0-31,0	26,8
<b>Горизонт Т2-Б</b>			
Плотность, при температуре 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	9	841,8-854,3	849,8
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с, при температуре 40 °С 60 °С	998	9,756-24,84 7,583-13,49 6,689-9,119	17,86 11,32 8,155
Температура застывания, °С	9	24-36	30
Массовое содержание, % серы общей парафинов	966	0,043-0,086 13,4-23,4 4,2-9,2	0,057 19,0 6,8
<b>асфальто-смолистых веществ</b>			
Температура начала кипения, °С	9 9	57-88 0,5-7	73 3
Объемный выход фракций, % до 100 °С	9 9	57-88 0,5-7	73 3
до 200 °С	9	10-18	15
до 300 °С	9	23,5-31,5	30
<b>Горизонт Т2-В</b>			
Плотность, при температуре 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	9	831,4-864,4	852,4
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с, при температуре 40 °С 60 °С	999	15,13-29,94 9,895-15,37 7,325-11,5	20,15 12,58 9,262
Температура застывания, °С	9	24-32	29
Массовое содержание, % серы общей парафинов	9  77	0,049-0,113  15,9-22 4,2-11,4	0,074  18,7 8,4
<b>асфальто-смолистых веществ</b>			
Температура начала кипения, °С	9 9	62-83,5 1,5-7	72 3
выход фракций, % до 100 °С	9 9	62-83,5 1,5-7	72 3
до 200 °С	9	10-17,2	13,5
до 300 °С	9	26-31	29
<b>Горизонт Т2-Б+В</b>			

Плотность, при температуре 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	8	839,7-863,5	850,9
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с, при температуре 40 °С 50 °С	5 8	16,97-29,87 9,821-16,07	19,94 12,41
60 °С	8	7,292-11,05	8,666
Температура застывания, °С	8	24-35	31
Массовое содержание, % серы общей	8	0,04-0,078	0,058
парафинов асфальто-смолистых веществ	66	16,1-22 5,1- 8,7	18,5 6,4
Температура начала кипения, °С	8	58,5-95	75
Объемный выход фракций, % до 100 °С	8	1-7	3
до 200 °С	8	10,5-18,5	14
до 300 °С	8	24-32,2	29

**Таблица 6. Компонентный состав растворенного газа м/р. Кариман**

Компоненты	Горизонт			Т2 (Б+В)
	базальный + надбазальный	Т2-Б	Т2-В	
Метан	52,59	63,373	64,743	64,058
Этан	18,80	13,179	16,315	14,747
Пропан	13,51	9,444	8,853	9,148
Изобутан	1,89	1,543	1,406	1,474
п-бутан	5,04	3,445	2,502	2,973
Изопентан	1,03	0,824	0,511	0,668
п-пентан	0,72	1,086	0,580	0,833
Гексан +высшие	1,19	1,073	0,657	0,865
Углекислый газ	0,84	2,174	1,573	1,874
Азот	4,39	3,860	2,809	3,334
Плотность при 200С г/л	1,179	1,073	1,021	1,047
Относительная плотность газа	0,981	0,891	0,840	0,865

### Нефтяное месторождение Емир

Недропользователем месторождения Емир является ТОО «Емир-Ойл» на основании контракта с Правительством за №482 от 09.06.2000 г., заключенного в соответствии с Лицензией серии АИ № 1552 на проведение разведки углеводородного сырья на площади Аксаз-Емир-Долинное в Мунайлинском районе Мангистауской области.

В географическом и орографическом отношении площадь Аксаз-Емир-Долинное приурочена к северной части бессточной впадины Карагие. Абсолютные отметки рельефа колеблются от минут 41 до плюс 18м. В пределах месторождения Емир отметки рельефа составляют от минус 1м до плюс 18м.

В административном отношении месторождение Емир расположено на территории Мунайлинского района Мангистауской области. Месторождение Емир занимает участок площадью 10,91 кв.км.

Областной центр - город Актау находится в 50 км к юго-западу от месторождения, железнодорожная станция Мангистау - в 40 км к юго-западу, город Жанаозен - в 130 км к юго-востоку по прямой. Железная дорога ст. Мангистау - Макат проходит в непосредственной близости от лицензионной территории ТОО «Емир-Ойл». Вдоль нее проложены линии электропередач, телефонной связи и водопровод от станции Мангистау до селения Большой Емир. В 35 км к югу проходит асфальтированная дорога Актау - Жанаозен, нефте-, газо-, водопроводы и линия электропередач. На расстоянии 25 км к западу находится нефтепровод

Каламкас - Актау. Западнее нефтепровода проходят линия электропередач и шоссейная дорога Актау - Форт-Шевченко. Вахтовый поселок находится в 50-70 км от г. Актау.

Гидрографическая сеть представлена малобитными родниками и колодцами с соленой слабоминерализованной водой. С севера на юг площади протекает соленый ручей Ащиагар, берущий свое начало от соленого источника Куюлус. Площадь расположена в охранной водозаборной зоне.

В настоящее время для обеспечения электроэнергией на месторождении Емир проложена ЛЭП, также имеются подъездные автомобильные дороги.

**Таблица 7. Физико-химические свойства и фракционный состав дегазированной нефти м/р. Емир**

Наименование параметров	Количеством следованных		Диапазон изменения параметров	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
<b>Горизонт Т<sub>2</sub>-В</b>				
Плотность, при температуре 20°C, г/см <sup>3</sup>	3	7	0,8236-	0,8310
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с, при температуре 40°C	3	3	11,97-17,95	15,63
50°C	3	3	8,331-11,93	10,27
60°C	3	3	5,716-9,168	7,773
Температура застывания, °C	3	3	27-33	30
Массовое содержание, % серы общей	3	3	0,044-0,078	0,06
парафинов	3	3	22,1-22,7	22,5
асфальто-смолистых веществ	3	3	5,2-14,4	8,5
Температура начала кипения, °C	3	3	47-86	68
Объемный выход фракций, % до температуры 100°C	3	3	0,5-7	3
до температуры 200°C	3	3	11-19	14
до температуры 300°C	3	3	25,5-36	30
<b>Горизонт Т<sub>2</sub>-А-11</b>				
Плотность, при температуре 20°C, г/см <sup>3</sup>	1	1	-	0,8651
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с, при температуре 40°C	1	1	-	40,4
50°C	1	1	-	16,4
60°C	1	1	-	10,4
Температура застывания, °C	1	1	-	36
Массовое содержание, % серы общей	-	-	-	-
парафинов	1	1	-	33,3
асфальто-смолистых веществ	1	1	-	8,1
Температура начала кипения, °C	1	1	-	213
Объемный выход фракций, % до температуры 100°C	-	-	-	-
до температуры 200°C	-	-	-	-
до температуры 300°C	1	1	-	16
<b>Горизонт Т<sub>2</sub>-Б</b>				
Плотность, при температуре 20°C, г/см <sup>3</sup>	1	3	0,8326-	0,8317
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с, при температуре °C	1	3	8,7-16,9	12,74
50°C	1	3	5,6-8,3	7,29
60°C	1	2	4,3-6,08	5,19
Температура застывания, °C	1	3	30-33	31
Массовое содержание, % Серы общей	1	2	0,04-0,05	0,05

Парафинов асфальто-смолистых веществ	1	3	16,2-20,5	18,4
Температура начала кипения, °С	1	3	5,4-6,7	6,0
Объемный выход фракций, % до температуры 100°С	1	3	77-130	112
до температуры 200°С	1	1	-	2
до температуры 300°С	1	3	9-14	11
	1	3	31-33	32

**Таблица 8. Месторождение Емир. Компонентный состав растворенного газа**

Компоненты	Содержание % мольное			
	скважина 2	горизонт Т2-В	скважина 6	горизонт Т2-Б (по устьевым пробам)
Углекислый газ	0,76	0,91	0,34	0,25
Азот	1,53	3,16	18,63	19,90
Метан	57,25	57,61	73,92	70,41
Этан	16,47	14,63	4,78	6,28
Пропан	13,23	13,43	1,59	2,46
Изобутан	1,66	1,61	0,15	0,17
n-бутан	5,10	4,84	0,36	0,33
Изопентан	1,01	0,98	0,07	0,06
n-пентан	1,83	1,72	0,10	0,08
Гексан +высшие	1,18	1,12	0,08	0,10
Плотность при 200С г/л	1,161	1,154	0,828	0,872

#### Месторождение Северный Кариман

В административном отношении месторождение Северный Кариман расположено в Мунайлинском районе Мангистауской области. Месторождение Северный Кариман занимает участок площадью 22,91 кв.км.

Областной центр г. Актау находится в 70 км к юго-западу от площади, железнодорожная станция Мангистау - в 30 км к юго-западу, город Жанаозен - в 130 км к юго-востоку по прямой. Железная дорога ст. Мангистау - Макат проходит непосредственно через площадь исследования. Вдоль нее проложены линии электропередач, телефонной связи и водопровод. В 35 км к югу проходит асфальтированная дорога Актау - Жанаозен, нефте-, газо-, водопроводы и линия электропередач. На расстоянии 25 км к западу находится нефтепровод Каламкас - Актау. Западнее нефтепровода проходят линия электропередач и шоссейная дорога Актау - Форт-Шевченко.

Физико-химические свойства дегазированной нефти месторождения Северный Кариман изучены по одной пробе, отобранной в 2012 году с горизонта Т2-Б из скважины СК-2. Лабораторные исследования дегазированной нефти проводились в лаборатории АО «НИПИнефтегаз». За анализируемый период пробы дегазированной нефти не отбирались.

Результаты исследований дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.03.2016 г. приведены в таблице 2.8.

Исходя из имеющихся данных по одной пробе, дегазированную нефть горизонта Т2-Б среднего триаса месторождения Северный Кариман можно охарактеризовать по типу нефти, как легкую с плотностью при температуре 20 оС - 0,8238 г/см<sup>3</sup>, кинематической вязкостью при температуре 50 оС - 9,04 мм<sup>2</sup>/с, высокопарафинистую, малосмолистую, малосернистую.

Массовое содержание парафинов в нефти составляет - 16,5%., асфальто-смолистых веществ - 7,2 %. Температура застывания нефти высокая, обусловлена значительным количеством парафинов и составляет плюс 300С. Массовое содержание общей серы невелико - 0,102 %. Температура начала кипения нефти составляет плюс 520С. Объемный выход светлых фракций составляет: до температуры 100 оС - 7,5 %, до температуры 2000С - 19 %, до 3000С - 36 %.

#### Площадь Борлы

В географическом и орографическом отношении территория площадь Борлы расположена в пределах относительно пологих выступов, разделенных узкой долиной, и на юго-востоке граничит с северной частью бессточной впадины Карагие. Абсолютные отметки рельефа колеблются от минус 26 до плюс 40 м.

В административном отношении площадь Борлы расположена в Мунайлинском районе Мангистауской области.

Областной центр город Актау находится в 50 км к юго-западу от месторождения, железнодорожная станция Мангистау - в 30 км к юго-западу, город Жанаозен - в 130 км к юго-востоку по прямой. Железная дорога ст. Мангистау - Макат проходит непосредственно через контрактную территорию ТОО «Емир Ойл». Вдоль нее проложены линии электропередач, телефонной связи и водопровод. В 35 км к югу проходит асфальтированная дорога Актау - Жанаозен, нефте-, газо-, водопроводы и линия электропередач.

На данной площадке источники 3В отсутствуют.

#### **Месторождение Есен**

Месторождение Есен вступило в стадию разработки.

Площадь месторождения Есен расположена на территории Южного Мангышлака и в административном отношении относится к Тупкараганскому району Мангистауской области Республики Казахстан (рисунок 1.1). Месторождение Есен занимает участок площадью 29,81 кв.км.

Областной центр - город Актау - находится в 50 км к западу от площади работ, железнодорожная станция Мангистау - в 30 км к западу, поселок Жетыбай - в 40 км, а город Жанаозен - в 130 км к юго-востоку.

В орографическом отношении район работ расположен в пределах северной части бессточной впадины Карагие, слегка наклоненной к югу и имеющей пересеченный рельеф. Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах минус 80 м - минус 20 м.

Площадь месторождения Есен находится в непосредственной близости от водоохранной зоны Куюлусского водозабора, использующего альб-сеноманские водоносные горизонты для обеспечения технической водой г. Актау. Источники пресной воды отсутствуют.

Южный Мангышлак богат местными строительными материалами: глинами, песками и известняком-ракушечником, который является превосходным стеновым материалом, и запасы его очень велики.

Сообщение между месторождением и населенными пунктами осуществляется автотранспортом. Шоссеиные дороги связывают областной центр - город Актау с районными центрами и основными населенными пунктами: Жетыбай, Курык, Жанаозен, Форт-Шевченко, Баутино.

Многочисленные грунтовые дороги пересекают территорию в самых различных направлениях. Они вполне пригодны для передвижения всех типов автотранспорта в сухое время года, т.е. практически круглогодично.

Железная дорога станция Мангистау - Макат проходит в 20 км к северо-западу от месторождения. Вдоль железной дороги проложены линии электропередач, телефонной связи.

В 10 км к западу проходит асфальтированная дорога Актау-Емир-Куюлус и водопровод до Актау, берущий начало на Куюлусском месторождении подземных вод. В 30 км к югу проходит асфальтированная дорога Актау - Жанаозен, нефте-, газо-, водопроводы и линии электропередач.

На расстоянии 25 км к западу находится нефтепровод Каламкас - Актау. Западнее нефтепровода проходят линия электропередач и шоссейная дорога Актау - Форт-Шевченко.

Морской порт Актау с функционирующей свободной экономической зоной является главным узлом морских перевозок, в том числе и транспортировки нефти.

Площадь месторождения Есен находится в окружении разрабатываемых месторождений Аксаз, Долинное, Кариман, Сев. Аккар, Алатюбе, Сев. Карагие с развитой инфраструктурой промыслов.

#### **Таблица 10. Физико-химические свойства и фракционный состав пластовой нефти м/р Есен**

Наименование

Горизонты

		<b>T<sub>2</sub>A-II</b>	<b>T<sub>2</sub>-Б</b>	<b>T<sub>2</sub>-В</b>
<b>Давление насыщения, МПа</b>		<b>11,0</b>	<b>19,1</b>	<b>12,0</b>
<b>Г азосодержание</b>	<b>м<sup>3</sup>/т</b>	<b>70,6</b>	<b>201,6</b>	<b>75,6</b>
	<b>м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup></b>	<b>58,3</b>	<b>165,2</b>	<b>61,8</b>
<b>Объемный коэффициент при Рпл, доли ед.</b>		<b>1,193</b>	<b>1,473</b>	<b>1,203</b>
<b>Усадка нефти, %</b>		<b>16,2</b>	<b>32,1</b>	<b>16,9</b>
<b>Вязкость пластовой нефти, мПа<sup>х</sup>сек</b>		<b>0,94</b>	<b>0,48</b>	<b>1,33</b>
<b>Плотность пластовой нефти, кг/м<sup>3</sup></b>		<b>725</b>	<b>676</b>	<b>724</b>
<b>Коэффициент сжимаемости пластовой нефти при Рпл, 1/Мпа<sup>х</sup>10<sup>-4</sup></b>		<b>11,7</b>	<b>23,9</b>	<b>12,2</b>
<b>Коэффициент растворимости, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>/МПа</b>		<b>5,3</b>	<b>8,7</b>	<b>5,2</b>

**Таблица 11. Свойства и компонентный состав растворенного газа**

<b>Компоненты</b>	<b>Среднее по горизонтам T<sub>2</sub>-Б+ T<sub>2</sub>A- II+T<sub>2</sub>В</b>
<b>Углекислый газ</b>	<b>1,72</b>
<b>Азот</b>	<b>2,22</b>
<b>Метан</b>	<b>63,17</b>
<b>Этан</b>	<b>14,30</b>
<b>Пропан</b>	<b>7,32</b>
<b>Изобутан</b>	<b>2,38</b>
<b>n-бутан</b>	<b>4,07</b>
<b>Изопентан</b>	<b>1,28</b>
<b>n-пентан</b>	<b>1,58</b>
<b>Гексан +высшие</b>	<b>1,98</b>
<b>Плотность при 20<sup>0</sup>С г/л</b>	<b>1,123</b>

Общий фонд скважин ТОО «Емир Ойл» на 01.07.2022 года

Таблица 1

Наименование	Характеристика фонда скважин	Номер скважин	Количество скважин
<b>Месторождение Аксаз</b>			
Фонд эксплуатационных скважин	Действующие	A4; A6; A105;	3
	Фонтанные	A4; A6; A105;	3
	Закрытые	A1; A2;	2
	В ожидании КРС/ПРС	A3; A106;	2
	КРС/ПРС		
	Временная консервация		
Разведочный/оценочный фонд	В испытании		
	Закрытые		
	Временная консервация		
<b>Ликвидированный фонд</b>			

Всего пробурено: 7

Месторождение Долинное

Фонд эксплуатационных скважин	Действующие	D1; D2; D7; D110; D112;	5
	Фонтанные	D1, D2, D7, D110, D112;	5
	Закрытые		
	В ожидании КРС/ПРС	D3; D5; D6;	3
	КРС/ПРС		
	Временная консервация		
Разведочный/оценочный фонд	В испытании		
	Закрытые	D8;	1
	Временная консервация	D12;	1
<b>Ликвидированный фонд</b>		D4;	1
<b>Всего пробурено:</b>			<b>11</b>

Месторождение Кариман

Фонд эксплуатационных скважин	Действующие	K2, K3, K4, K7, K10, K11, K13, K114, K116, K119, K120, K124	12
	Фонтанные		
	УЭЦН	K2, K3, K4, K7, K10, K11, K13, K114, K116, K119, K120, K124	12
	Закрытые	K1; K6; K8; K113;	4
	В ожидании КРС/ПРС	K5; K12; K117; K118; K121; K123;	6
	КРС/ПРС		
	Временная консервация		
Разведочный фонд	В испытании	K15;	1
	Закрытые	K16;	1
	Временная консервация		
Ликвидированный фонд		K2Г; K3Г; K5Г	3
<b>Всего пробурено:</b>			<b>27</b>

Наименование	Характеристика фонда скважин	Номер скважин	Количество скважин
<b>Месторождение Северный Кариман</b>			
Фонд эксплуатационных скважин	Действующие	СК2;	1
	Фонтанные	СК2;	2
	УЭЦН		
	Закрытые	СК1БС2;	1
	В ожидании КРС/ПРС		
	КРС/ПРС	СКЗБС1; СК101	2
	Временная консервация		
Оценочный фонд	В испытании		
	Закрытые	СКЗ;	1
	Временная консервация		
Ликвидированный фонд			
			<b>Всего пробурено: 3</b>
<b>Месторождение Есен</b>			
Фонд эксплуатационных скважин	Действующие	Е2;	1
	Фонтанные	Е2;	1
	УЭЦН		
	Закрытые		
	В ожидании КРС/ПРС	Е1;	1
	КРС/ПРС		
	Временная консервация		
Оценочный фонд	В испытании		
	Закрытые	Е3; Е4;	2
	Временная консервация		
Ликвидированный фонд			
			<b>Всего пробурено: 4</b>

### **Утилизация газа месторождений ТОО «Емир-Ойл»**

Объем технологически неизбежного сжигания газа является индивидуальным для каждого месторождения и зависит от конкретных технологических и геометрических параметров (диаметр, длина) газопроводов различного назначения, технологического режима работы оборудования и установок на основе паспортных, технических характеристик, оборудования, применяемых недропользователями на всех этапах технологического процесса добычи, транспортировки, подготовки и переработки и сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования определяемые приборами учета расхода газа.

Основным объектом, содержащим неизбежного сжигания попутного газа месторождения ТОО «Емир-Ойл» является установка переработки газа (УПГ).

В системе сбора и подготовки нефти и газа, потребителями газа на собственные нужды являются печи УН-02, ПП-0,63.

Технологическими потерями являются неизбежные производственные отжиги газа на факелах при продувках и опорожнениях технологического оборудования во время проведения планово-предупредительных ремонтных работ, отжиг газа на дежурной горелке для обеспечения безопасности.

Так же для обеспечения надежности производства, в соответствии с ВНТП 3-85 «Ведомственные нормы технологического проектирования», (пункт 2.216) и «Правилами устройства и безопасной эксплуатации факельных систем» (пункты 2.4, 5.24 и 10.2) на установках обязательно предусматриваются дежурные горелки.

Дежурные горелки предусмотрены на месторождениях Кариман, Долинное и Аксаз ТОО «Емир-Ойл». На месторождении Аксаз предусматривается три единиц дежурных горелок (с учетом новых двух на КПНГ).

### **Строительство, капитальный и подземный ремонт скважин**

С целью расширения объемов добычи нефти на площади земельного отвода месторождений ТОО «Емир-Ойл» производится бурение разведочных скважин с привлечением подрядной организации ТОО «Международная Нефтяная Сервисная Компания Синопек-Казахстан». Работы по КРС и ПРС проводит ТОО «Ер-Бур Ойл Сервис».

Бурение скважин, капитальный и подземный ремонт скважин месторождений ТОО «Емир-Ойл» осуществляется с привлечением сторонней организации, которая на основании договора и статьи 106 Экологического кодекса самостоятельно несет всю ответственность за природоохранную деятельность на период работы, рассчитывает фактические выбросы загрязняющих веществ от своих источников и ежеквартально дает отчет ТОО «Емир-Ойл», на которое получено Разрешение на эмиссии на данный вид работ. В связи с этим, объем предполагаемых выбросов ЗВ в атмосферу на бурение скважин не учитывается в НДС, так как получены отдельные Разрешения на эмиссии ТОО «Емир-Ойл». Нормативы источников при КРС и ПРС включены в НДС.

ТОО «Ер-Бур Ойл Сервис» предоставляет услуги на территории нефтяных операторов в Мангистауской области Республики Казахстан. Предприятие оказывает услуги нефтяным операторам по вышеуказанным видам работ на основании лицензии.

Основной производственной деятельностью предприятия является ведение технологических работ на месторождениях, каротажные работы в нефтяных скважинах, подземный и капитальный ремонт скважин, демонтаж оборудования и агрегатов, установка подъемника скважин, испытание после ремонта скважин, промывка, цементация, опробирование и освоение скважин, повышение нефтеотдачи нефтяных пластов и увеличение производительности скважин, консервация и ликвидация скважин.

Так, на месторождениях предприятия планируется вести работы со следующим составом оборудования:

Подъемный агрегат УПА-60/УПА 60-80 - 2 ед;

Подъемный агрегат DetroitDiesel- 1 ед;

Цементировочный агрегат ЦА 320 - 2 ед;

Дизельгенератор (ДЭС) - 1 ед;

ППУА - 1 ед;

узел пересыпки цемента;

Покрасочный пост;  
Сварочный пост;  
Пост газорезки;  
Емкость приема отходов обратной промывки  
скважины; Установка подачи дизтоплива.  
Наименование



Цементирувочный агрегат ЦА 320-Урал 4320

#### Техническая информация

Агрегат предназначен для нагнетания различных жидких сред при цементировании скважин в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении других промывочно-продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах.

Комплектация:

поршневой насос высокого

давления; мерный бак;

манифольд для обвязки агрегата с устьем скважины-



#### Установка УПА



#### Установка CooperLTO550

Агрегат предназначен для текущего ремонта и капитального ремонта нефтяных скважин.

Агрегат позволяет производить следующие операции:

передвижение по дорогам всех категорий;

монтаж-демонтаж агрегата на скважине;

монтаж и демонтаж скважинного оборудования;

спускоподъемные операции с насосными штангами, насосно-компрессорными и бурильными трубами;

механизированное свинчивание и развинчивание колонны НКТ и бурильных труб;

постановку цементных мостов в скважинах через манифольд вышки;

разбуривание песчаных пробок и цементных мостов ротором или забойным двигателем;

ловильные и другие виды работ по ликвидации аварий;

бурение скважин ротором или забойным двигателем;

зарезку и бурение вторых стволов скважин;

промывку скважин через манифольд вышки;

освоение скважин после завершения буровых работ;

консервация и ликвидация скважин.



ППУА

Передвижная парообразующая установка ППУ- предназначена для депарафинирования призабойной зоны скважин, трубопроводов, резервуаров и другого нефтепромыслового оборудования путем обработки паром низкого или высокого давления. Установка оснащена высокопроизводительным насосом высокого давления для подачи воды в парообразующий контур котла. Парообразующее оборудование снабжено современными приборами контроля за давлением пара в системе с цифровой индикацией в реальном масштабе времени. Управление работой установки - дистанционное из кабины водителя, в которой расположены приборный щит, штурвалы регулирующего парового вентиля и вентиля для регулировки количества топлива, подаваемого в топку парового котла, рукоятка управления заслонкой вентилятора. Установка оборудована автоматической системой безопасности, предохраняющей змеевики парогенератора от пережога при повышении установленных значений давления и температуры пара, снижения уровня воды в цистерне ниже допустимого, снижения расхода питательной воды.

### 3. ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЕРАТОРА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

#### 3.1 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования *Внутри промысловый сбор и подготовка нефти со скважин на месторождении Долинное*

Внутри промысловый сбор и подготовка нефти со скважин на месторождении Долинное производится по следующей схеме. Газожидкостная смесь со скважин по выкидной линии Ø 100 мм направляется на узел сбора и отгрузки нефти.

В составе пункта сбора, подготовки и отгрузки нефти следующие сооружения:

- > площадка печи подогрева нефти;
- > площадка сепарации нефти и газа;
- > насосы перекачки нефти;
- > узел замера газа;
- > узел замера нефти;
- > площадка замерной установки и аппаратного блока «Спутник»;
- > площадка стояков налива нефти;
- > площадка резервуаров нефти.

Газожидкостная смесь со скважин по выкидным линиям Ø100 мм с давлением 0,4МПа направляется в автоматизированную замерную установку «Спутник АМ-40-80-400», где производится замер дебита поступающей скважины.

Со «Спутника» газожидкостной поток по трубопроводу Ø150 мм направляется в горизонтальный нефтегазосепараторУ-1 объёмом 50м<sup>3</sup> и давлением 0,4МПа. Отделившийся от нефти газ по трубопроводу Ø150 мм направляется в газосепаратор V-2, где производится очистка газа от уловленных капель нефти и механических примесей. Скопившийся газоконденсат из газосепаратора V-2 через электроприводную задвижку по трубопроводу Ø50 мм сбрасывается на прием нефтегазосепаратораУ-1.

Далее нефть из нефтегазосепаратораУ-1 по трубопроводу Ø150 мм, под давлением 0,4 МПа направляется на прием насосам и затем на печь подогрева нефти Н-1. Разогретая в печи до 600С, нефть под давлением 0,01 МПа поступает в горизонтальные емкости (резервуары) накопители V-3 где происходит отстой нефти от воды.

На все печи на всех месторождениях газ подается попутный, сухой газ после подготовки используют только на печи БР на Аксазе.

Нефть с нефтепровода «ГУ Кариман-ГУ Долинное» поступает в сепаратор С-2 где выделившийся газ поступает в нефтегазовый сепаратор V-1, а нефть в горизонтальные емкости (резервуары) V-4, V-6.

После отстоя, вода из резервуаров V-3 -V-6, по трубопроводу Ø100 мм сбрасывается в дренажную емкость Т-1, а нефть из резервуаров, насосом Р-1,2 по трубопроводу Ø110 через узел учета нефти подается на стояк налива нефти в автоцистерны. Для связи с атмосферой резервуары оснащены дыхательными клапанами.

Дренаж со всего оборудования поступает в дренажную емкость Т-1. Раскачка дренажной емкости Т-1 производится передвижными насосами агрегатами по трубопроводу Ø100 мм, оголовок которой оборудован дыхательным клапаном СМДК.

Для улавливания остаточного конденсата и влаги, установлен конденсатосборник продувается от скопившийся в нем жидкости в передвижные автоцистерны с последующим сливом в дренажную емкость Т-1.

Технологическая схема ГУ Долинное представлена на рисунке.

#### **Расширение ГУ Долинное**

В целях предварительной подготовки нефти м/р Кариман и Северный Кариман, на ГУ Долинное проведена реконструкция групповой установки Долинное с установкой дополнительного оборудования:

- > площадка нефтегазового сепаратора,
- > площадка резервуара для нефти,
- > площадка насосов для налива и циркуляции нефти,
- > площадка печи подогрева нефти,

- > площадка узла учета газа,
- > площадка узла учета нефти,
- > площадка стояка налива нефти,
- > площадка насосов К80-65-160 (для циркуляции теплоносителя).

В результате производится предварительная подготовка нефти м/р Кариман и м/р Северный Кариман на ГУ Долинное.

Весь объем добываемого попутного нефтяного газа на месторождении Кариман и Северный Кариман направляется на УПГ Долинное, частично от него утилизируется на нужды Кариман и Северный Кариман на печи.

Производительность по готовой продукции  $Q_{\max}=1000$  м<sup>3</sup>/сут,  $Q_{\min}=500$  м<sup>3</sup>/сут, газовый фактор - 75 т/м<sup>3</sup>.

#### **Технологические решения**

На групповой установке Долинное предусмотрено предварительная подготовка и налив нефти в автоцистерны. Нефть с ГУ Кариман и Северный Кариман поступает в ГУ Долинное по нефтепроводу Ду150 в горизонтальный нефтегазосепаратор, где происходит разделение нефтяной эмульсии при давлении 0,4 МПа на нефть и попутный газ.

Отделившийся от нефти, газ через узел учета газа, направляется в газосепаратор, где происходит очистка газа от уловленных капель нефти и механических примесей.

Попутный газ направляется в УПГ Долинное. Скопившаяся нефть из газосепаратора сбрасывается в дренажную емкость Т-1. Далее нефть из нефтегазосепаратора под давлением 0,15 МПа направляется к насосам Р-3/4 и затем в печь подогрева нефти Н-2. Разогретая в печи Н-2 до 65-70°С, нефть под давлением 0,1 МПа поступает в горизонтальные емкости (резервуары) накопители Е-5/6 объемом по 100м<sup>3</sup> каждый, где происходит отстой нефти от воды. После отстоя, подтоварная вода из резервуаров по трубопроводу сбрасывается в дренажную емкость Т-1. Выделившийся газ с дренажной ёмкости Т-1 направляется на вытяжную свечу, оголовок которой оборудован дыхательным клапаном СМДК. Нефть из резервуаров Е-5/6, насосом через узел учета нефти подается на стояк налива нефти в автоцистерны. Для связи с атмосферой резервуары оснащены дыхательными клапанами. При необходимости технологическая схема предусматривает возможность использовать циркуляционный насос Р-3/4 в качестве циркуляции нефти из товарного резервуара Е-5/6 через печь Н-2 обратно в товарный резервуар Е-5/6. Дренаж со всего оборудования поступает в существующую дренажную емкость Т-1. Откачка дренажной ёмкости производится передвижными средствами.

В 2011 году в ГКЗ РК был утвержден отчёт «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Долинное Мангистауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.01.2011 г.» (протокол № 1042-11-У от 17.03.2011 г.).

В 2011 году выполнен отчет «Технологическая схема разработки месторождения Долинное по состоянию на 01.01.2011 г.», принятый КГиН МИНТ РК 03.05.2011 г. (протокол № 133).

В 2016 году был выполнен отчёт «Анализ разработки месторождения Долинное по состоянию на 01.04.2016 г.», утвержденный в КГиН МИР РК 13.07.2016 г. (протокол № 27-5- 1389-И).

Район структуры Долинное характеризуется высокой тектонической активностью, способствовавшей образованию широкой сети тектонических нарушений, разбившей структуру на блоки.

Нефтеносность месторождения Долинное установлена в среднетриасовых отложениях в вулканогенно-доломитовой пачке, где выявлены три залежи нефти Т2-А-II, Т2-Б и Т2-В и объединены в один объект разработки. На месторождении Долинное отложения от четвертичных до триасовых вскрыты на максимальную глубину 3890 м в скважине 6.

За отчетный период выполнен отбор и изучение 29,7 м керна из скважины 12. На 01.01.17 г. отложения горизонта Т2-А-Н представлены 42,2 м керна из скважин 1, 2, 5, 12, ФЕС пород определены по 45 образцам; отложения горизонтов Т2-Б и Т2-В (совместно) представлены 142,4 м керна из скважин 1, 2, 3, 5, 6, 12, исследован 291 образец.

За период с 2014 по 2016 гг. компанией ТОО «Емир-Ойл» на месторождении Долинное были отобраны 4 глубинные пробы нефти из скважины 12 и 110.

Нефть среднетриасовой залежи (Т2) в целом насыщена газом, газосодержание пластовой нефти в среднем составляет 213,3 м3/т, давление насыщения - 23,35 МПа, объемный коэффициент нефти - 1,55 д.ед., вязкость и плотность пластовой нефти равны 0,739 МПа/с и 0,645 г/см, соответственно.

Дегазированная нефть среднетриасовой залежи особо легкая, с плотностью при температуре 20°C - 808,3 кг/м<sup>3</sup>, высокопарафинистая (20,2 %), малосмолистая (5,0 %), малосернистая (0,03 %). Температура застывания дегазированной нефти в среднем плюс 22,50С.

В период с 2014 г. по 01.04.2016 г. была проанализирована одна проба воды, отобранная со скважины 12 из горизонта Т2-Б.

В целом по месторождению начальные геологические/извлекаемые запасы нефти и растворенного газа в нефти по состоянию на 02.01.2011 г. утверждённый в ГКЗ РК составляют 6449/1431 тыс.т, из них: по категории С,- 4714/1046 тыс. т (73,1 %О); по категории С2- 1735/385 тыс. т (26,9 %).

Начальные геологические/извлекаемые запасы растворенного в нефти газа составляют 2166/482 млн.м3 , из них:

-по категории С[- 1584/352 млн. м3;

-по категории С2- 582/130 млн. м3.

По состоянию на 01.01.17г. на месторождении Долинное в промышленной разработке находился один объект - среднетриасовый горизонт Т2с продуктивными горизонтами, в которых выявлены залежи: Т2-А-П, Т2-Б и Т2-В, в соответствии с «Технологической схемой разработки месторождения Долинное».

За отчетный период (2014-2016 гг.) на месторождение Долинное эксплуатационных скважин не пробурено. В 2014 году было завершено бурение оценочной скважины Д-12, которая после проведения комплекса гидродинамических исследований, отбора и исследований пластовой и дегазированной нефти находится в процессе переинтерпретации полученных данных. В конце 2016 года было завершено бурение разведочной скважины Д-8. И в начале текущего, 2017года на скважине были начаты работы по освоению 1-го объекта. В данный момент, недропользователь проводит подготовительные работы для начала освоения 2-го объекта, по горизонту Тг.

На дату анализа (01.01.17 г.) разработку месторождения Долинное осуществляли 8 скважинами. Всего на месторождении пробурено 11 скважин, из них 6 скважин действующих добывающих, эксплуатирующийся фонтанным способом, 2 скважины находятся в бездействии (скважина 5 - из-за высокой обводненности, в скважине 6 после бурения бокового ствола и опробования, приток не получен). Одна скважина (4) - ликвидирована по технической причине (в связи с неоднократными авариями в процессе бурения).

Дебиты нефти по добывающим скважинам на 01.01.2017 г. распределяются следующим образом. Наибольший дебит нефти приходится на скв №112, который составил 15,8 т/сут, по остальным скважинам - дебит нефти изменяется от 8 до 13,9 т/сут. В скважинах отмечается незначительная обводненность, максимальная обводненность приходится на скв. №3, которая составила 12,7 %.

За анализируемый период (2014-2016 гг.) в 6 (1, 3, 6, 7, 110, 112) скважинах было проведено 18 замеров забойного и 3 замера градиентов пластового давления и температуры, 1 - КВД.

За период с 2014 по 2016 гг. наблюдается уменьшение объема добычи нефти и жидкости (на 24 % и на 17 %, соответственно), что связано с уменьшением действующего фонда добывающих скважин и среднесуточного дебита одной скважины.

По состоянию на 01.01.2017 г. накопленная добыча нефти, жидкости и растворенного газа составила: 305,2 тыс.т, 310,2 тыс.т, 129,9 млн.м , соответственно. Текущий коэффициент извлечения нефти - 0,07 д.ед.

При этом, годовая добыча нефти и жидкости в 2014 г. составляла - 35,8 тыс. т и 37,5 тыс.т, в 2015 г. - 27,3 тыс.т и 28,5 тыс.т, в 2016 г. - 22,7 тыс.т и 23,5 тыс.т. По годам объем добычи снижается за счет уменьшения дебита нефти по действующим скважинам.

Исходя из текущего состояния разработки, связанного с несоответствием фактических и проектных показателей разработки, и с учетом планов недропользователя по изменению

графика ввода скважин из бурения, разработчиком проекта были уточнены проектные показатели разработки месторождения Долинное на 3 года (2017-2019 гг.).

В начале 2022 года был разработан Проект Расширения Групповой установки (ГУ) на месторождении Долинное. Целью проекта являлось оптимизация процесса сепарации газа с последующим его использованием на собственные нужды. Оптимизация процесса подачи нефти в резервуары после сепарации.

Проектными технологическими решениями предусматривается:

- Установка дополнительного газового сепаратора V-4 объемом 1,3 м<sup>3</sup>;
- Установка компрессора К-1, производительностью 120 м<sup>3</sup>/ч;
- Узел учета попутного газа.

Система инженерного обеспечения по запроектированным объектам состоит:

- системы электроснабжения;
- систем контроля и автоматизации;
- автоматической пожарной сигнализации;

### **Внутрипромысловый сбор и подготовка нефти со скважины на месторождении Аксаз**

Месторождение обнаружено в 1995 г. в ходе опробования поисковой скважины 1, где получен приток газа с конденсатом в нижней части вулканогенно-карбонатной толщи среднего триаса.

В 2007 г. составлен «Проект опытно-промышленной эксплуатации газоконденсатной залежи месторождения Аксаз». В 2009 г. выполнена работа «Анализ опытно-промышленной эксплуатации месторождения Аксаз».

В 2011 г. выполнены работы «Авторский надзор за реализацией проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения Аксаз по состоянию на 01.01.2011 г., и «Проект промышленной разработки месторождения Аксаз по состоянию на 01.01.2011 г.». Согласно ППР выделено 2 объекта разработки: I объект - среднетриасовый горизонт - газоконденсатные залежи Т2А-II, Т2Б и Т2В; II объект - возвратный - верхнетриасовый базальный нефтяной горизонт Т3. Разработку основного I объекта запроектировано осуществлять по 2 варианту на режиме истощения пластовой энергии, в котором с 2012 г. предусмотрено бурение 6 добывающих скважин по квадратной сетке плотностью 25 га/скв (500x500 м). Разработка II объекта предусмотрена разрабатывать после выработки запасов газа и конденсата I объекта.

На месторождении вскрыты отложения палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов на максимальную глубину 4912 м. Триасовые отложения представлены тремя отделами, состоящие из песчаниками, аргиллитами, доломитами и известняками. Средний триас состоит из двух толщин: нижняя - вулканогенно - карбонатная и верхняя - вулканогенно-терригенная. С отложениями вулканогеннокарбонатной толщи связаны газоконденсатные залежи Т2А, Т2Б и Т2В.

По состоянию на 02.01.2011 г. был выполнен «Подсчет запасов нефти по всем выявленным залежам месторождения Аксаз и утверждён в ГКЗ РК 03.03.2011 г. протоколом ГКЗ РК № 1035-11-У». По месторождению Аксаз запасы нефти, газа и конденсата утверждены в следующих количествах и по категориям: нефти: (геол./извлек.) по категории Q - 129,5/19,7 тыс.т; С2 - 382,4/58,1 тыс.т; растворенного газа: по категории С1 - 5,5/0,9 млн.м<sup>3</sup>; С2 - 16,1/2,4 млн.м<sup>3</sup>; пластового газа: (геол./извлек.) по категории С1 - 1550,2/1203,0 млн.м<sup>3</sup>; С2 - 106,5/82,7 млн.м<sup>3</sup>; конденсата (геол./извлек.): по категории С1 - 1077,3/552,8 тыс.т; С2 - 74,1/38,1 тыс.т.

Фонд добывающих скважин первого объекта составляет 11 единиц, в т.ч бурение 6 новых, начало бурения-2012г.

За период после составления ППР на месторождении пробурено 2 скважины, которые, на дату анализа находятся в бездействии. Фонд добывающих скважин Нго возвратного объекта (нефтяной горизонт Т3) составит 4 единицы, в т.ч. их перевод (1, 4 и двух вновь пробуренных) с I объекта разработки. По состоянию на 01.01.2017 г. в промышленной разработке находится первый основной объект.

I объект. По состоянию на 01.01.2017 г. общий эксплуатационный фонд скважин составил 7 единиц, в т.ч. четыре действующие и три в бездействии, из-за ограничения приема газа в пределах 120-150 тыс.м<sup>3</sup>/сут, со стороны АО «КазТрансГаз Аймак», что способствовало к периодической работе скважин, в периоде с 2014 г. по 2016 г.

За период с 2014 г. до 2016 г. добыча газа и конденсата увеличивались, соответственно от 16,5 млн.м3 до 21,9 млн.м3 и от 4,5 тыс.т до 7,6 тыс.т. При этом среднесуточный дебит газа на 1 скважину за этот период уменьшался от 37,5 тыс.м3/сут (в 2014 г.) до 20,7 тыс.м3/сут (в 2016 г.). Действующий фонд добывающих скважин в 2014 г. составил 3 ед., в 2015 г. уменьшился на 1 ед. и в 2016 г. увеличился до 4 ед.

Для очистки призабойной зоны и интервалов перфорации применяется солянокислотная обработка (СКО), с добавлением в их состав плавиковой кислоты и ПАВ. В период 24.05-03.06 и 12-13.10.2014 годах на скважинах 3 и 6 были проведены очистки стволов. Положительный результат получен в скважине 6, где проведена промывка ПЗС горячей нефтью в объеме 56 м3. Прирост добычи за 3 месяца составил по жидкости - 223,99 т, по газу - 644,28 тыс.м<sup>3</sup>, по конденсату - 209,65 т. Другие методы интенсификации добычи газа и конденсата не применялись.

Уточнены проектные показатели разработки. Прогнозные показатели рассчитаны по одному варианту разработки для I и II объектов разработки. Разработку I объекта рекомендуется осуществлять пробуренным фондом добывающих скважин в количестве 7 единиц, а также бурением 1 новой добывающей скважины в 2020 году, с существующей системой на режиме истощения. При этом общий фонд скважин составит 8 единиц. II объект проектируется использовать в качестве возвратного. Фонд добывающих скважин составит 3 ед., в т.ч. перевод 3 скважин с I объекта разработки, из них новая скважина 109 будет пробурена в 2020 г.

Прогнозная добыча газа и конденсата по уточненному варианту в 2017 г. практически соответствует утвержденному и составила 18,9 млн.м3 вместо 18,8 млн.м3 и 6,5 тыс.т вместо 6,6 тыс.т. Среднегодовой дебит газа и конденсата по уточненному варианту составили 25,9 тыс.м3/сут вместо 24,0 тыс.м3/сут и 8,9 т/сут вместо 8,4 т/сут, соответственно, при этом действующий фонд добывающих скважин меньше утвержденного (4 вместо 5). В 2018 г. в уточненном варианте добыча газа и конденсата меньше утвержденного на 60,6 % и 61,5 % и составила 13,2 млн.м3 и 4,5 тыс.т, соответственно, что связано с проектированием работы меньшего количества действующих добывающих скважин (4 вместо 8) и среднегодовым дебитом газа и конденсата на 1 скважину (18,1 тыс.м3/сут вместо 25,5 тыс.м3/сут, 6,2 т/сут вместо 8,9 т/сут, соответственно). В 2018 г. был предусмотрен ввод из бурения 1 добывающей скважины, в уточненном варианте ввод скважины был смещен на 2020 г. В 2019 г. добыча газа и конденсата больше утвержденного на 67,8 % и 4,7 % и составила 71,0 млн.м3 и 24,4 тыс.т, соответственно, что связано с окончанием строительства УПГ в 2019 г. и промышленного газопровода, тогда и планируется подключение всех скважин в эксплуатацию на полную мощность.

Для до разведки месторождения, с целью оценки перспектив верхне и среднетриасовых отложений и изучения геологического строения III блока, рекомендуется бурение скважины 10.

Внутрипромысловый сбор и подготовка нефти со скважины на месторождении Аксаз производится по следующей схеме.

В составе узла сбора и отгрузки нефти проектом предусматриваются следующие сооружения:

- > площадка сепарации нефти и газа (нефтегазосепаратор, газосепаратор, теплообменник, узел учета газа)
- > площадка манифольда;
- > площадка теста-сепаратора;
- > площадка насосов перекачки конденсата;
- > площадка подогрева воды УН-0,2М3;
- > площадка насосов перекачки теплоагента;
- > площадка емкостей хранения конденсата;
- > площадка дренажной емкости V-40 куб.м;
- > площадь дренажной емкости V -8 куб.м;
- > площадка узла замера нефти;
- > свеча для сброса газа;
- > площадка горизонтальных резервуаров;
- > площадка налива нефти.

По состоянию на 01.01.2013 г. на месторождении Аксаз эксплуатируются 5 газоконденсатные скважины.

Газожидкостная смесь со скважин по трубопроводам диаметром 100 мм с давлением 0,8 МПа направляется на приемный манифольд. С манифольда газонефтяной поток по трубопроводу диаметром 100 мм и давлением 0,8 МПа направляется в теплоприемник V-4 и далее направляется в горизонтальный нефтегазовый сепаратор У-1, где происходит дегазация поступившей газоконденсатной смеси. Отсепарированный газ с верха V-1 по трубопроводу Ду 100 поступает обратно в теплообменник V-4 и далее направляется в вертикальный сепаратор V-2. С V-2 газ пройдя окончательно осушку и очистку от примесей, попутный газ по трубопроводу 0150 мм поступает на установку подготовки газа. Конденсат с низа V-1 под собственным давлением поступает в горизонтальные резервуары V-5 и V-6. Конденсат с горизонтальных резервуаров V-5 и V-6 отбирается насосами Р-1 и Р-2 и через узел учета конденсата по трубопроводу Ду100 направляется на площадку стояка налива нефти для загрузки в автоцистерны.

Для подогрева газожидкостной смеси используется горячая вода температурой 60°C, которая циркулирует через змеевики V-1, V-2, V-5 и V-6 при помощи насосов Р-3 и Р-4. Для нагрева воды используется нагреватель Н-1.

Для замера дебита скважины газожидкостной поток с манифольда по трубопроводу Ду-100 направляется на площадку тестового сепаратора. После замера объема количества жидкости и газа, оба потока смешиваются и по трубопроводу Ду150 врезаются в линию входа газоконденсатной смеси в теплообменник.

Дренаж с технологического оборудования групповой площадки осуществляется в дренажные емкости Т-1 и Т-2.

Газожидкостной поток со скважин А-1, А-3, А-4 при необходимости подается в газовый блок с вертикальным сепаратором, где отделяется конденсат от газа и направляется на вход в теплообменник.

Выделившийся отсепарированный газ подается на установку подготовки газа.

В качестве топливного газа для печи используется подготовленный газ с установки подготовки газа УПГ Аксаз.

#### **Обустройство существующих на месторождении Аксаз**

Технологическая схема сбора и транспорта нефти

Сети для сбора и транспорта продукции скважин включает в себя:

- выкидные линии;
- нефтесборные коллектора.

Принята следующая схема сбора и транспорта нефти: скважина - выкидная линия - площадки ЗУ - нефтесборный коллектор - ГЗУ.

Нефть со скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на площадки ЗУ для замера дебита скважин.

Площадки замерных установок (ЗУ) предназначены для оперативного определения дебита добывающих скважин.

Нефтесборные коллектора служат для сбора продукции скважин, поступающей на ЗУ для замера, и дальнейшего транспорта под собственным давлением на площадку ГЗУ для подготовки.

Площадка замерной установки ЗУ-1 предназначена для оперативного определения дебита добывающих скважин. На площадку ЗУ-1 поступает продукция скважин. На площадке ЗУ размещается автоматическая групповая замерная установка типа «Спутник» и дренажная емкость объемом V=8 м<sup>3</sup>. Кроме этого, в комплекте с установкой устанавливается аппаратный блок (см. марку АТХ) для управления процессом автоматического замера продукции скважин.

Дренаж с АГЗУ производится в дренажную емкость Т-1. Откачка с Т-1 производится передвижным насосным агрегатом. Дренажная емкость снабжена системой контроля по уровню жидкости.

Площадка замерной установки ЗУ-2 предназначена для оперативного определения дебита добывающих скважин. На площадку ЗУ-2 поступает продукция проектных и существующих скважин. На площадке ЗУ размещается автоматическая групповая замерная установка типа «Спутник» и дренажная емкость объемом V=8 м<sup>3</sup>. Кроме этого, в комплекте с

установкой устанавливается аппаратный блок (см. марку АТХ) для управления процессом автоматического замера продукции скважин.

Дренаж с АГЗУ производится в дренажную емкость Т-1. Откачка с Т-1 производится передвижным насосным агрегатом. Дренажная емкость снабжена системой контроля по уровню жидкости.

В начале 2022 года был разработан Проект Расширения Групповой установки (ГУ) на месторождении Аксаз. Целью проекта являлось оптимизация процесса сепарации газа с последующим его использованием на собственные нужды. Оптимизация процесса подачи нефти в резервуары после сепарации.

Проектными технологическими решениями предусматривается:

-Установка компрессора К-1 производительностью 120 м<sup>3</sup>/ч;

-Узел учета попутного газа.

-Строительство трубопроводной перемычки с целью откачки нефти из сепаратора V-1 емкостью V-5 насосами Р-1,2.

-Также дополнительно выводится из эксплуатации и демонтируется теплообменник V-4 в связи отсутствием необходимости и неэффективной работой.

#### **Групповая замерная установка м/р Кариман**

Групповая замерная установка м/р Кариман включает следующее оборудование:

- > площадка печи и площадка сепарации нефти и газа;
- > нефтегазосепаратор;
- > газосепаратор;
- > печи подогрева нефти;
- > насосы перекачки нефти;
- > узел замера газа;
- > узла замера нефти;
- > площадка замерной установки и счетчик контроля жидкости (СКЖ);
- > площадка стояка налива нефти;
- > площадка резервуаров нефти;
- > вагон - операторная;
- > туалет - септик;
- > прожекторные мачты;
- > КТП;
- > площадка мультифазного насоса.

С манифольда после замера газожидкостной поток направляется на прием мультифазного насоса и перекачивается после подогрева на печах подогрева нефти Н-1 и Н-2 по нефтепроводу 0159 мм на ГУ Долинное. Для защиты насоса предусмотрена схема подачи части нефти с выкидной линии мультифазного насоса на приемную линию.

При необходимости имеется возможность откачки нефти от горизонтальных емкостей (резервуаров) насосами Р-1,2 в нефтепровод 0159 мм на ГУ Долинное.

В случае остановки насоса для перекачки нефтегазовой смеси предусматривается схема описанная ниже.

Со «СКЖ» газожидкостной поток по трубопроводу 0159 мм направляется в горизонтальный нефтегазосепаратор С-1 объемом 100м<sup>3</sup> и давлением 0,4 МПа. Отделившийся от нефти газ по трубопроводу 0150 мм направляется в газосепаратор С-3, где производится очистка газа от уловленных капель нефти и механических примесей. С газосепаратора С-3 часть очищенного газа по трубопроводу 057 мм подается в качестве топлива на подогреватель нефти Н-1. Скопившийся газоконденсат из газосепаратора С-3 через электроприводную задвижку по трубопроводу 057мм сбрасывается в дренажную емкость Т-1.

Далее нефть из нефтегазосепаратора С-1 по трубопроводу 0 159 мм под давлением 0,5 МПа направляется к насосам и затем по трубопроводу 0 114 мм на печь подогрева нефти Н-1. Разогретая в печи до 65-70 0С, нефть под давлением 0.1 МПа поступает в горизонтальные емкости (резервуары) накопители V1 -V-объемом по 100м<sup>3</sup> каждый, где происходит отстой нефти от воды. После отстоя, подтоварная вода из резервуаров V1 - V-8 по трубопроводу 0 114 мм сбрасывается в дренажную емкость Т-1, а затем насосом Р-4 раскочивается в приемный трубопровод нефтегазосепаратора С-1 выделившийся газ с дренажной емкости Т-1

направляется на вытяжную свечу Ø 57 мм, оголовок которой оборудован дыхательным клапаном СМДК.

Нефть из резервуаров по трубопроводу Ø 159 мм, насосом Р-3 по трубопроводу Ø 114 мм, через узел учета нефти подается на стояк налива нефти в автоцистерны или насосами Р - 1,2 в нефтепровод Ø 159 мм на ГУ Долинное. Для связи с атмосферой резервуары оснащены дыхательными клапанами.

При необходимости технологическая схема предусматривает возможность использовать насос Р-3 в качестве циркуляции нефти из товарного резервуара через печь обратно в товарный резервуар. Дренаж со всего оборудования поступает в дренажную емкость Т-2. Откачка дренажной емкости Т-2 производится насосами Р-5 по трубопроводу Ø 114 мм на вход нефтегазосепараторов С-1. выделившийся газ с дренажной емкости Т-2 направляется на вытяжную свечу Ø 57 мм, оголовок которой оборудован дыхательным клапаном СМДК.

Для улавливания остаточного конденсата и влаги установлен конденсатосборник Т-3. В процессе эксплуатации, по мере наполнения, конденсатосборник продувается от скопившейся в нем жидкости в передвижные автоцистерны с последующим сливом в дренажную ёмкость Т - 2.

Площадка замерного устройства СКЖ предназначена для периодического замера дебита добывающей скважины. Газожидкостная смесь со скважины поступает в замерную установку СКЖ по трубопроводу диаметром 114x8 мм с давлением до 1,0 МПа. После замера газожидкостный поток по трубопроводу диаметром 159x6 мм направляется на нефтегазосепаратор С-1. Дренаж производится по трубопроводу диаметром 114x6 мм в дренажную емкость Т-2.

При Расширении Групповой установки (ГУ) на месторождении Кариман предусматривается:

- Установка дополнительного нефтегазового сепаратора С-2 объемом 50 м<sup>3</sup>;
- Установка дополнительного газового сепаратора С-4 объемом 3 м<sup>3</sup>
- Установка компрессора К-1, производительностью 120 м<sup>3</sup>/ч;
- Узел учета попутного газа.

### **Обустройство скважин на месторождении Кариман**

#### **Обустройство площадок ЗУ-1**

##### **Площадка АГЗУ**

Площадка АГЗУ выполнена в блочно-комплектном исполнении и предназначена для автоматического периодического определения дебитов по жидкости и контроля за работой нефтяных скважин.

Нефтегазовая смесь по трубопроводу Ду 114x8 мм поступает к АГЗУ и далее по коллектору транспортируется в пункт назначения. Опорожнение емкостей и участков трубопроводов перед ремонтом осуществляется в дренажную емкость Е-1.

##### **Площадка дренажной емкости**

Дренажная емкость (Е-1), предназначена для сбора стоков от трубопроводов и АГЗУ. По мере наполнения, продукты дренирования откачиваются автоцистерной. Сброс газа производится в атмосферу через дыхательный клапан СМДК-50. Подводящий коллектор дренажных стоков диаметром 100 мм к дренажной емкости прокладываются подземно. Дренажная емкость оборудована трубным пучком для подачи теплоносителя на обогрев емкости и снабжена системой контроля и регулирования по уровню.

##### **Выкидные линии добывающих скважин**

Выкидные линии предназначены для транспорта продукции нефтяных скважин до проектируемого ЗУ-1 и до существующего ГЗУ. В основу технологической схемы сбора нефти заложена однетрубная лучевая закрытая система.

Общая протяженность выкидных линий - 11874,01 м.

##### **Внутрипромысловый нефтегазосборный коллектор**

Проектируемый внутрипромысловый нефтегазопровод от проектируемого ЗУ-1 до существующего ГЗУ предназначен для транспортировки нефтегазовой жидкости. Общая протяженность внутрипромысловой нефтегазосборного коллектора - 296 м.

Внутрипромысловый нефтегазопровод выполнен в подземном исполнении из стальной трубы условным диаметром Ду150мм (159х8,0 мм).

**Групповая замерная установка ГЗУ**

Групповая замерная установка (ГЗУ) предназначена для сбора продукции от эксплуатационных скважин, предварительной сепарации и подачи нефти на стояк налива нефти в автоцистерны.

В состав ГЗУ входит следующее оборудование и сооружение:

- > площадка манифольда;
- > площадка печи и сепарации нефти и газа;
- > нефтегазосепаратор;
- > газосепаратор подогрева нефти;
- > насосы перекачки нефти;
- > узел замера газа;
- > узел замера нефти;
- > площадка стояка налива нефти;
- > площадка резервуаров нефти;
- > вагон - операторная;
- > туалет-септик;
- > прожекторные мачты;
- > КТП.

**Установка по подготовке газа и промысловые газопроводы**

Установка по подготовке газа и промысловые газопроводы включает в себя следующее оборудование:

- эжекторные блоки;
- насосы для циркуляции ДЭГи его подачи;
- насос для подачи регенерированного ДЭГ-диэтиленгликоль;
- воздушные холодильники;
- сепараторы;
- блок регенерации;
- фреоновые охладители и холодильники.

**Установка включает две площадки:**

- площадка м/р Долинное;
- площадка м/р Аксаз.

Принципиальная технологическая схема установки утилизации попутного газа состоит в следующем. Попутный газ месторождения Долинное и Кариман, поступающий на установку с давлением  $P=0.15$  МПа и температурой  $T=200C$ , подаётся в эжекторный блок 10Э-1 в качестве пассивного эжектируемого потока.

В качестве активного (рабочего) потока в эжектор подаётся вода под давлением 6 МПа. При смешении и обмене энергией двух потоков разных давлений образуется смешанный поток с давлением от 0,27 МПа до 0,7 МПа в зависимости от количества попутного газа, поступающего в магистральный трубопровод.

Из эжектора 10Э-1 смешанный поток поступает в сепаратор 10С-1, где газ отделяется от воды, далее газ охлаждается во фреоновом охладителе холодильной установки 10ФХУ-1 до температуры 100С, сепарируется от сконденсировавшейся воды в сепараторе 10С-2 и подаётся в подземный газопровод длиной 8 км на м/р Аксаз.

Вода из сепаратора 10С-1 поступает в циркуляционный контур рабочей жидкости эжектора 10Э-1, где охлаждается в воздушном холодильнике 10ВХ-1 до температуры 450С затем дожимается насосом 10Н-1 до давления 6 МПа и возвращается в эжектор.

Для подпитки циркуляционного контура рабочей жидкости эжектора 10Э-1 используется сконденсировавшаяся после фреонового охладителя вода, которая собирается в дренажной ёмкости 10Е-1 и периодически подаётся насосом 10Н-2 на подпитку в сепаратор 10С-1.

Попутный газ м/р Аксаз, поступающий на установку, объединяется с поступающим из газопровода попутным газом м/р Долинное и Кариман и общий поток направляется в двухступенчатый эжекторный блок 20Э-1/20Э-2 в качестве пассивного потока. В качестве активного (рабочего) потока в каждую ступень эжекторного блока подаётся вода под

давлением 6 МПа. Выходящий после первой ступени сжатия (в эжекторе 20Э-1) смешанный поток попутного газа и воды с давлением  $\sim P=0,47$  МПа поступает в сепаратор 20С-2, где газ отделяется от воды, затем направляется на вторую ступень сжатия (в эжектор 20Э-2), после которой смешанный поток попутного газа и воды с давлением  $\sim P=1,15$  МПа поступает в сепаратор 20С-4, где также происходит отделение газа от воды, затем газ охлаждается в рекуперативном теплообменнике 20Т-1 до температуры  $\sim 300$ С холодным потоком осушенного газа из разделителя 2Р1, после чего сепарируется от сконденсировавшейся воды в сепараторе 20С-1 и направляется во фреоновый охладитель 20Х-1, где охлаждается до температуры минус 50С.

Вода из сепараторов 20С-2, 20С-4 поступает в циркуляционные контуры рабочей жидкости эжекторов 20Э-1 и 20Э-2, где охлаждается в воздушных холодильниках 20ЕХ-1 и 20ВХ-2 до температуры 450С, затем перекачивается насосами 20Н-4 и 20Н-5 до давления 6 МПа и возвращается в эжекторы 20Э-1 и 20Э-2.

Перед фреоновым охладителем 20Х-1 в поток газа подаётся 80%-ный раствор диэтиленгликоля (ДЭГ) для предотвращения гидратообразования.

Из фреонового охладителя 20Х-1 газ поступает в трехфазный разделитель 20Р-1, где отделяется от сконденсировавшихся углеводородов (ШФЛУ) и насыщенного раствора ДЭГ. Газ из разделителя 20Р-1, подготовленный к транспорту в соответствии с требованиями ОСТ 51.40-93, после рекуперации холода в теплообменнике 20Т-1, поступает в газопровод длиной 18 км до ГРП.

Насыщенный водой 70%-ный раствор ДЭГ отбирается на регенерацию в блок регенерации 20БР-1. Блок регенерации представляет собой единый агрегат из трех технологических аппаратов (выпарная колонна, огневой испаритель и буферная емкость). Регенерация ДЭГ производится в выпарной насадочной колонне при атмосферном давлении. Тепло в колонну подводится путем сжигания топливного газа в горелке испарителя с жаровой трубой. Из насыщенного раствора выпаривается вода вместе с растворёнными лёгкими углеводородами, а регенерированный, до концентрации 80% масс, ДЭГ подаётся вновь в трубопровод перед фреоновым охладителем 20Х-1 насосом 20Н-2.

ШФЛУ из разделителя 20Р-1 дросселируется до давления  $P=0,3$ МПа, затем частично испаряется в теплообменнике 20Т-2 горячим раствором регенерированного ДЭГ из блока регенерации гликоля и поступает в сепаратор 20С-3, где газовая фаза отделяется от жидкости и направляется в качестве топливного газа в блок регенерации гликоля, а жидкость (ШФЛУ) после переохлаждения на 7-100С в теплообменнике 20Т-3 забирается насосом 20Н-1 и закачивается в нефть. Переохлаждение ШФЛУ осуществляется за счет отбора небольшого количества холодного осушенного газа, выходящего из разделителя 20Р-1 в теплообменник 20Т-3, по выходе из которого этот газ соединяется с основным потоком осушенного газа, направляемого в магистральный газопровод до ГРП.

Приготовление 80%-ного раствора ДЭГ для заполнения и подпитки блока регенерации гликоля производится в дренажной емкости 20Е-1 с погружным насосом 20Н-3.

Для подпитки циркуляционного контура рабочей жидкости эжектора 20Э-1 используется сконденсировавшаяся после теплообменника 20Т-1 вода, которая отводится в дренажную емкость 20Е-2 и периодически подаётся насосом 20Н-6 на подпитку в сепаратор 20С-2, избыток воды выводится из системы.

Установка обеспечивается холодом от 2-х компрессионных фреоновых холодильных установок: 10ФХУ-1 с температурой испарения хладагента 0 + минус 10С на площадке м/р Аксаз. При этом в комплект 10 ФХУ-1 входит фреоновый испаритель, а в комплект 20 ФХУ-1 фреоновый испаритель не входит и поставляется отдельно в составе оборудования установки подготовки попутного газа. Газожидкостная смесь, поступающая со скважин А-1,3,4 на приемный манифольд, по трубопроводу  $\varnothing$  150 мм с давлением 1,6 МПа направляется на горизонтальный газоконденсатный блок ГБ-18, где проходит первичное разделение газовой и жидкой фаз. Затем газовый поток направляется в вертикальный газовый сепаратор С-2, где происходит полное разделение нефти и газа. Далее газ направляется в существующую линию после сепаратора 20С-4 на подготовку.

Дегазированная жидкая фаза из ГБ-18 и С-2, пройдя регулирующий клапан, направляется на приемный манифольд, далее - по существующей схеме ГУ-Аксаз.

### **Расширение УПГ Аксаз**

#### **Технологическая схема**

Двухступенчатый эжекторный блок

На существующей технологической схеме попутный газ м/р Аксаз, поступающий на установку, объединяется с газом м/р Долинное и общий поток направляется в двухступенчатый эжекторный блок 20Э-1/20Э-2 в качестве пассивного потока.

Для дистанционного отключения линий подачи газа на установку предусмотрены электрораздвижки на входе газасплощадки м/р Долинное и на входе газасм/р Аксаз.

С выхода первой ступени эжектирования 20Э-1 смешанный поток попутного газа и воды с давлением 0,5 МПа поступает в сепаратор 20С-2. В сепараторе 20С-2 газ отделяется от воды и поступает в качестве инжектируемого потока во вторую ступень эжектирования 20Э-2. Вода из сепаратора 20С-2 охлаждается до 40<sup>0</sup>С в воздушном холодильнике 20ВХ-1 и поступает в блок насосов 20Н-4/1,2,3. В блоке насосов 20Н-4/1,2,3 связи с увеличением производительности до 250 тыс. м<sup>3</sup>/сут. меняем один основной агрегат ПЭ 100/53 на агрегат ЦНСГА 300-600. После блока насосов 20Н-4/1,2,3 вода с давлением 6,0 МПа подается в качестве рабочего потока в эжектор 20Э-1.

Подпитка контура эжектирования водой осуществляется полупогружным насосом 20Н-6 из дренажной емкости 20Е-2. Ввиду разности давлений между аппаратами 10С-1 (ок. 0,5 МПа) и 10Е-1 (ок. атмосферного) и отсутствия арматуры с дистанционным управлением на линии, соединяющей аппараты, подача воды в 20С-2 осуществляется обслуживающим персоналом установки. При снижении уровня ниже установленного предела система управления информирует об этом оператора путем выдачи командного сообщения. Обслуживающий персонал должен выполнить пуск насоса 20Н-6 и открыть запорную арматуру на линии 20Е-2 - 20С-2. После того, как уровень достигнет заданного верхнего значения, система управления формирует командное сообщение о необходимости закрыть арматуру на линии 20Е-2 - 20С-2 и отключить насос 20Н-6. Группа 20Н-4/1,2,3 состоит из трех насосов, один из которых находится в работе, а две - в резерве.

Для контроля расхода воды на выходе из блока насосов 20Н-4/1,2,3 предусмотрено сужающее устройство. Регулирование производительности блока 20Н-4/1,2,3 по воде осуществляется обслуживающим персоналом путем изменения положения регулирующего вентиля ВР 1 (для 20Н-4/1), ВР 2 (для 20Н-4/2) или ВР 3 (для 20Н-4/3) на линии возврата части потока с линий нагнетания рабочих насосов группы в линии приема.

Смешанный поток попутного газа и воды с давлением 1,15 МПа с выхода второй ступени эжектирования 20Э-2 поступает в сепаратор 20С-4. Вода из сепаратора 20С-4 охлаждается до 40<sup>0</sup>С в воздушном холодильнике 20ВХ-2 и поступает в блок насосов 20Н-5/1,2,3. В блоке насосов 20Н-5/1,2,3 связи с увеличением производительности до 250 тыс. м<sup>3</sup>/сут. меняем один основной агрегат ПЭ 100/53 на агрегат ЦНСГА 300-600. После блока насосов 20Н-5/1,2,3 вода с давлением 6,0 МПа подается в качестве рабочего потока в эжектор 20Э-2. Группа 20Н-5/1,2,3 состоит из трех насосов, один из которых находится в работе, два - в резерве. Подпитка контура эжектирования 20Э-2 водой осуществляется аналогично подпитке контура 20Э-1 из дренажной емкости 20Е-2 обслуживающим персоналом по инициативе оператора установки или командам системы управления.

Дренажная емкость 20Е-2 предназначена для сброса избытка воды из сепаратора 20С-1 и подпитки циркуляционных контуров эжекторов 20Э-1 и 20Э-2. Избыток воды из 20Е-2 сбрасывается в промканализацию. Емкость оснащена полупогружным насосом 20Н-6 для откачки воды. Технологические линии выдачи воды из 20Е-2 оснащены запорной арматурой с ручным управлением, которая переключается обслуживающим персоналом по инициативе оператора или по команде системы управления.

#### **Сепарация газа**

Газ из сепаратора 20С-4 охлаждается в рекуперативном существующем теплообменнике 20Т-1 и спроектированном теплообменнике 20Т-1/1 до температуры 30<sup>0</sup>С холодным потоком осушенного газа из 20Р-1 и поступает в сепаратор 20С-1. В связи с увеличением производительности до 250 тыс. м<sup>3</sup>/сут. рядом с существующим теплообменником 20Т-1 параллельно спроектирован теплообменник 20Т-1/1.

Отсепарированная вода из 20С-1 сбрасывается в дренажную емкость 20Е-2. Газ из сепаратора

20С-1 охлаждается в существующем фреоновом испарителе 20Х-1 и проектируемым испарителе 20Х-1/1 до температуры минус 8оС. В газовый поток перед испарителем 20Х-1 и проектируемым испарителем 20Х-1/1 подается 80% раствор диэтиленгликоля (ДЭГ) для предотвращения гидратообразования. В связи с увеличением производительности параллельно с фреоновым испарителем будет спроектирован испаритель 20Х-1/1. Фреон в межтрубное пространство существующего испарителя 20Х-1 и проектируемого испарителя 20Х-1/1, подается компрессорно-конденсаторным агрегатом 20ФХУ-1, который поставляется комплектно с системой управления и защиты. В связи с увеличением производительности параллельно с существующим блочным компрессорно-конденсаторным агрегатом 20ФХУ-1 был спроектирован насос GP 51 (20ФХУ-1/1). Комплектная система управления позволяет осуществлять ступенчатое изменение производительности агрегата в пределах 50% О, 75% О и 100% от номинальной. Из существующего фреонового испарителя 20Х-1 и проектируемого испарителя 20Х-1/1 газ поступает в трёхфазный разделитель 20Р-1. В разделителе 20Р-1 газ отделяется от сконденсировавшихся углеводородов (ШФЛУ) и насыщенного раствора ДЭГ.

ШФЛУ из разделителя 20Р-1 дросселируется до давления 0,3 МПа, затем частично испаряется в теплообменнике 20Т-2 за счет тепла горячего раствора, регенерированного ДЭГ из блока регенерации гликоля.

Газ из сепаратора 20С-3 поступает в блок регенерации 20БР-1 в качестве топлива, а отсепарированная жидкость (ШФЛУ) после переохлаждения на 7...10 оС в теплообменнике 20Т-3 откачивается насосом 20Н-1 в нефть. Переохлаждение ШФЛУ осуществляется за счёт отбора небольшого количества холодного осушенного газа, выходящего из разделителя 20Р-1 в теплообменник 20Т-3.

ШФЛУ из 20С-3 на прием насосов 20Н-1/1,2 поступает через теплообменник 20Т-3, в котором охлаждается осушенным газом из 20Р-1. Группа 20Н-1/1,2 состоит из двух насосов поршневого типа, один из которых является основным, а второй - резервным. Газ из разделителя 20Р-1, подготовленный к транспорту в соответствии с требованиями СТ51.40- 93, после рекуперации холода в теплообменнике 20Т-1, поступает в газопровод длиной 18 км до ГРП. Часть газа, ок. 160 м3/час, отбирается из линии до теплообменника 20Т-1 в теплообменник 20Т-3, и затем возвращается в основной газовый поток после 20Т-1. Расход осушенного газа на 20Т-3 контролируется по месту и регулируется обслуживающим персоналом путем изменения положения регулирующего вентиля с ручным управлением, установленного перед теплообменником 20Т-3.

На выходе газа с установки предусмотрен узел учета с, который обеспечивает высокоточное измерение объемного расхода газа, скорректированного по давлению и температуре. Для дистанционного отключения выходной линии газа с установки в трубопровод на ГРП предусмотрены электрозатвора на выходном трубопроводе.

### **Регенерация ДЭГ**

Насыщенный водой 70%-ный раствор ДЭГ поступает в блок регенерации 20БР-1 из разделителя 20Р-1. Блок регенерации представляет собой единый агрегат из трёх технологических аппаратов (выпарная колонна, огневой испаритель и буферная ёмкость). Регенерация ДЭГ производится в выпарной насадочной колонне при атмосферном давлении. Тепло в колонну подводится путём сжигания топливного газа в горелке испарителя с жаровыми трубами. Из насыщенного раствора выпаривается вода вместе с растворёнными лёгкими углеводородами. НДЭГ из 20Р-1 подогревается в теплообменнике, расположенном в верхней части колонны, и в змеевике буферной емкости, после чего поступает в среднюю часть колонны. Подпитка огневой испарителя свежим ДЭГ осуществляется оперативным персоналом путем включения / отключения насоса 20Н-3 в дренажной емкости ДЭГ 20Е-1. Топливный газ в блок регенерации ДЭГ поступает из сепаратора 20С-3. Давление топливного газа на входе в блок контролируется по месту. Для стабилизации давления топливного газа предусмотрен регулятор РД давления прямого действия «после себя».

Для защиты огневой испарителя предусмотрено отключение линии подачи топливного газа клапаном при:

- аварийном повышении температуры в испарителе;
- аварийном повышении температуры дымовых газов;
- срабатывании сигнализатора.

Из огневого испарителя регенерированный ДЭГ по переливу поступает в буферную емкость. Из буферной емкости регенерированный ДЭГ подается рабочим насосом группы 20Н-2/1,2 в трубопровод перед фреоновыми испарителями 20Х-1 и спроектированным испарителем 20Х-1/1. В группе 20Н-2/1,2 два насоса поршневого типа, один из которых является рабочим, а второй - резервным. Приготовление 80% О-но Г раствора ДЭГ для заполнения и подпитки блока регенерации гликоля производится в дренажной ёмкости 20Е-1 с погружным насосом 20Н-3.

### **УПГ Долинное**

Попутный газ месторождения (м/р) Долинное, поступающий на установку с давлением 0,15 МПа и температурой 20°C, подается в эжекторный блок 10Э-1 в качестве пассивного (инжектируемого) потока. В качестве активного (рабочего) потока в эжектор 10Э-1 подается вода с давлением 6 МПа насосом 10Н-1. При смешении и обмене энергией двух потоков разных давлений образуется смешанный поток с давлением 0,7 МПа. Из эжектора 10Э-1 смешанный поток поступает в сепаратор 10С-1, где газ отделяется от воды. Для дистанционного отключения линии подачи газа на установку предусмотрена электрозадвижка. Подпитка контура эжектирования водой осуществляется полупогружным насосом 10Н-2 из дренажной емкости 10Е-1. Вода из сепаратора 10С-1 поступает в циркуляционный контур рабочей жидкости эжектора 10Э-1, где охлаждается в воздушном холодильнике 10ВХ-1 до температуры 40°C, затем дожимается насосом 10Н-1/3 до давления 6 МПа и возвращается в эжектор. На УПГ Долинное в связи с увеличением производительности со 40 тыс. м<sup>3</sup>/сут до 100 тыс. м<sup>3</sup>/сут дополнительно спроектирован насос марки ПЭ 100/53. Группа 10Н-1/1,2,3 состоит из трех насосов, один из которых находится в работе, а две - в резерве.

Для контроля расхода воды на выходе из блока насосов 10Н-1/1,2 и спроектированного насоса 10Н-1/3, предусмотрено сужающее устройство с показывающим прибором. Регулирование производительности спроектированного насоса 10Н-1/3 и существующего блока насосов 10Н-1/1,2 по воде осуществляется обслуживающим персоналом, по показаниям F1101 путем изменения положения регулирующего вентиля ВР 1 (для 10Н-1/1) или ВР 2 (для 10Н-1/2) на линии возврата части потока с линии нагнетания рабочего насоса группы в линию приема. Газ после сепаратора 10С-1 охлаждается во фреоновом испарителе 10Х-1 до температуры 10°C и поступает в сепаратор 10С-2, в котором из газа выделяются остатки воды. Фреон в межтрубное пространство холодильника 10Х-1 подается компрессорно-конденсаторным агрегатом 10ФХУ-1, который поставляется комплектно с системой управления и защиты. Комплектная система управления позволяет осуществлять ступенчатое изменение производительности агрегата в пределах 50%, 75% и 100% от номинальной. Дренажная емкость 10Е-1 предназначена для сброса избытка воды из сепаратора 10С-2 и подпитки циркуляционного контура эжектора 10Э-1. Избыток воды из 10Е-1 сбрасывается в промканализацию. Емкость оснащена полупогружным насосом для откачки воды. Технологические линии выдачи воды из 10Е-1 оснащены запорной арматурой с ручным управлением, которая переключается обслуживающим персоналом по инициативе оператора или по команде системы управления. При достижении минимального уровня воды в емкости формируется команда на отключение насоса 10Н-2.

Газ из сепаратора 10С-2 подается в газопровод длиной 8 км на площадку м/р Аксаз. На линии выхода газа с площадки предусмотрены электрозадвижки на выходном трубопроводе подачи газа на площадку м/р Аксаз.

### **Промысловый газопровод от ГУ м/р Аксаз до узла врезки в газопровод «Актау - Карьер-5»**

Промысловый газопровод от м/р Аксаз до узла врезки в газопровод «Актау-Карьер-5» включает в себя следующее оборудование:

- промысловый газопровод;
- подземный газопровод;
- наземный газопровод;
- конденсатосборник V = 2.5 м<sup>3</sup>;
- узел врезки;
- переход под железной дорогой.

Для сбора влаги, образующейся при транспортировке нефтяного газа в самых низких точках рельефа, проектом предусмотрена установка конденсатосборника. Узел врезки состоит

из отсекающей задвижки. Имеется блок одоризации газа БО-150 в начале газопровода. Площадка блока одоризации газа БО-150 предназначена для закачки одоранта в газопровод.

**Промысловый газопровод от ГУ месторождения Долинное до ГУ месторождения Аксаз**

Промысловый газопровод Ду - 100мм от ГУ м/р Долинное до ГУ м/р Аксаз включает в себя следующее оборудование:

- подземный газопровод;
- электрохимзащита.

Для сбора влаги, образующейся при транспортировке нефтяного газа в самых низких точках рельефа, предусмотрена установка двух конденсатосборников.

**Нефтепровод м/р Долинное - м/р Аксаз**

Нефтепровод м/р Долинное - м/р Аксаз - включает в себя следующие объекты:

- нефтепровод подземный ГУ Долинное - УПН Аксаз 0150х6мм - 8,31 км;
- нефтепровод подземный ГУ Аксаз - УПН Аксаз 0150х6мм - 0,550 км.

Нефтепроводы предназначены для транспортировки нефти с ДНС Долинное и ГУ Аксаз в объеме 1200 м<sup>3</sup>/сут.

**Нефтепроводы от ГУ м/р Кариман до ГУ м/р Долинное**

Нефтепроводы от ГУ м/р Кариман до ГУ м/р Долинное, включает объекты:

- ДНС Долинное;
- нефтепроводы от ГУ Кариман до ГУ Долинное, от ГУ Долинное до ДНС Долинное.

Нефтепровод предназначен для транспортировки нефти с ГУ Кариман до ГУ Долинное в объеме 1000 м<sup>3</sup>/сут. Общая протяженность нефтепровода от ГУ Кариман до ГУ Долинное составляет 12,3 км.

Протяженность автодороги к нефтепроводам составляет 11,21 м.

**Технологическая схема перекачки нефти от ГУ Кариман**

Нефтегазовая смесь с манифольда после замерного устройства подается на прием мультифазного насоса. Для защиты насоса при снижении расхода жидкости предусмотрена подача части жидкости с выкидной линии на приемную линию насоса. Нефтегазовая смесь после насоса подогревается по двум параллельным потоком на печах подогрева нефти ПП- 0,63 до 60°С поступает в нефтепровод ГУ «Кариман-ГУ Долинное». Для исключения застывания нефти в нефтепроводе предусмотрен подогрев нефти в середине трассы нефтепровода тремя печами подогрева нефти ПП-0,63.

При отказе мультифазного насоса подготовка нефти производится по схеме, указанной ниже.

Нефть с товарных емкостей V-1- V-6 по трубопроводу Ду 150 направляется на прием насосов Р-1,2. Далее нефть от насосов под давлением 1,8 МПа по трубопроводу Ду 150 поступает на печь подогрева нефти Н-2. Разогретая в печи до 60 °С нефть через узел учета нефти направляется по двум нефтепроводам Ду100 и Ду 150 на ГУ Долинное.

**Технологическая схема нефтепровода**

Нефть на выходе с ГУ м/р «Кариман» в объеме 600м<sup>3</sup>/ч, с давлением 1,8 МПа подается по трубопроводам 0 114X10 и 0 159X10 на ГУ Долинное. На ДНС Долинное поступает в объеме 1000 м<sup>3</sup> /сут с ГУ Долинное давлением 0,4 МПа, по трубопроводу 0159X10 мм.

Основным узлом данной технологической схемы, является перекачка нефти с ГУ «Кариман» на ГУ «Долинное». Нефть, добываемая на месторождениях Кариман и Долинное, характеризуется высоким содержанием парафина до 18% и температурой застывания до +25°С. Поэтому, при добыче, подготовки и перекачки нефти, печей подогрева нефти месторождений Кариман и Долинное возможны образования пробок из загустевшей нефти и парафина в полости трубопроводов. Основными методами борьбы с отложениями парафина на вышеназванных месторождениях, являются включение в технологическую схему подготовки и перекачки нефти, печей подогрева ПП-0,63. Установка печей подогрева предусматривается на ГУ Кариман и ДНС Долинное и на середине трассы нефтепровода. Продувка паром нефтепроводов осуществляется на продувочных стояках, расположенные на вероятных местах отложения парафина и АСПО трассы (2 стояка). Продувка осуществляется с помощью передвижных паровых установок ППУ.

**Обустройство скважины 119 на месторождении Кариман**

Проектными решениями предусматривалось строительство на существующей площадке месторождения Кариман скважины К-119 следующих объектов:

- Площадка трубчатый нагреватель воздуха (ТН-1);
- Площадка фильтра сепаратора (ФС-1), сепаратор осушки газа (ОС-1,2) и компрессора газа (К-1);
- Площадка конденсатосборника У-5м<sup>3</sup> (Е-1);
- Площадка для установки ловушка конденсата (ЛК-1) и конденсатосборника (Е-2);
- Площадка блок управления газовым компрессором -контейнер 20 футовый;
- Свеча продувочная (С-1);
- Площадка КТПН-400кВт.

**Цель проекта:**

-Запроектировать систему поддержания пластового давления (ППД) с использованием одновременной закачки газа в пласт с месторождения Кариман давлением 150-200 бар, приблизительный объем добычи газа ~25000-30000 м<sup>3</sup>/сут, давление с ГУ-Кариман от 2 бар до 5 бар.

-Источник: газ из Групповой установки (ГУ) Кариман.

-Газ с ГУ-Кариман до существующей площадки скважины К-119 подается по существующему подземному трубопроводу Ду-100, трубопровод стальной Ст20.

**Система внутри промыслового сбора и промыслового транспорта добываемой продукции на месторождении Емир**

Для определения оптимального пути развития месторождения в рамках данной Технологической схемы рассматривается несколько вариантов разработки, различающихся методом воздействия на пласт и, соответственно, размещением и количеством добывающих скважин, назначением и производительностью нагнетательной системы, производительностью установок подготовки нефти, объемами использования попутного газа на собственные нужды.

Рекомендуемый вариант разработки месторождения Емир в соответствии с результатами технико-экономического анализа - это 2 вариант согласно «Анализу разработки месторождения Емир»

Согласно технологическим показателям разработки месторождения Емир, газожидкостная смесь со скважин по выкидным линиям диаметром 100 мм с давлением 0,4 МПа направляется в автоматизированную замерную установку «Спутник АМ-40-80-400», где производится замер дебита поступающей продукции скважины. Со «Спутника» газожидкостной поток по трубопроводу диаметром 100 мм направляется в горизонтальный нефтегазосепаратор объемом 50 м<sup>3</sup> и давлением 0,4 МПа. Отделившийся от нефти газ по трубопроводу диаметром 150 мм направляется в газосепаратор, где производится очистка газа от уловленных капель нефти и механических примесей. С газосепаратора очищенный газ по трубопроводу диаметром 50 мм подается в качестве топлива на подогреватель нефти УН-0,2. Скопившийся газоконденсат из газосепаратора через электроприводную задвижку по трубопроводу диаметром 80 мм сбрасывается на прием нефтегазосепаратора.

Разгазированная нефть из нефтегазосепаратора по трубопроводу диаметром 100 мм поступает на прием насоса (Р-1) и далее на печь подогрева нефти.

Разогретая в печи до 600°С нефть под давлением 0,1 МПа поступает в горизонтальные емкости (2 резервуара), где происходит отстой нефти от воды.

После отстоя, вода по трубопроводу диаметром 100 мм сбрасывается в дренажную емкость, а нефть из резервуаров, насосом Р-2 через узел учета нефти подается на стояк налива нефти в автоцистерны и вывозится в резервуарный парк нефтебазы поселка Даулет, расположенном на расстоянии 30 км.

Сброс с предохранительного клапана нефтегазосепаратора, а также дренаж со всего оборудования поступает в дренажную емкость Т-1. Раскачка дренажной емкости Т-1 производится насосом Р-3 по трубопроводу диаметром 100 мм на вход нефтегазосепаратора.

**Месторождение Есен**

Месторождение Есен открыто в 2013 г. получением промышленного притока нефти в среднетриасовых отложениях в поисковой скважине 1. И в 2014 г. ТОО «НПЦ» произведен «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа триасовых отложений

месторождения Есен» (Протокол ГКЗ РК № 1385-14-П от 05.02.2014 г.), в котором выделены и оценены запасы УВ залежей продуктивных горизонтов Т2-А-II, Т2-Б, Т2-В в среднетриасовых отложениях.

Система внутривыпускного сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для герметизированного сбора, обеспечения поскважинного замера и промышленного транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промышленного потока газоконденсатной смеси до товарной кондиции и сдачи потребителю.

В настоящее время на месторождении Есен пробурено 4 нефтяные скважины: 1-Е, 2-Е, 3-Е, 4-Есен.

В настоящее время разработан проект обустройства месторождения Есен. Фактически в настоящее время на месторождении Есен идет завершение 1-этапа обустройства системы сбора и на первое время решено работать по первому этапу.

По первому этапу: нефтегазовая смесь со скважины с фонтанной арматурой направляется через печь подогрева на площадку горизонтального нефтегазового сепаратора для дегазации. Отсепарированный газ с верха нефтегазового сепаратора поступает в газосепаратор и после очистки капельной жидкости подается в качестве топлива в пусковой подогреватель ПП-0,63А.

Дегазированная нефть поступает в горизонтальные резервуары РГС 1,2 (объемом 50м<sup>3</sup> каждый), далее через узел учета нефти в стояк налива, где откачивается в автоцистерны для дальнейшей транспортировки.

#### **Бурение, капитальный и подземный ремонт скважин**

С целью расширения объемов добычи нефти на площади земельного отвода месторождений ТОО «Емир-Ойл» производится бурение разведочных скважин с привлечением подрядной организации ТОО «СИНАПЭК». Работы по КРС и ПРС проводит ТОО «Ер-Бур Ойл Секвис».

Бурение скважин, капитальный и подземный ремонт скважин месторождений ТОО «Емир-Ойл» осуществляется с привлечением сторонней организации. Разрешение на эмиссии на данный вид работ будут учтены в проектах на строительство скважин и полученным по ним Разрешениям на эмиссии. В связи с этим, объем предполагаемых выбросов ЗВ в атмосферу на данный вид работ в данном проекте не учитывался.

#### **Вахтовый поселок**

Вахтовый поселок находится на контрактной территории ТОО «Емир Ойл» в Мангистауской области, Республики Казахстан.

Ближайшим населенным пунктом является поселок Баянды и Мангистау, расположенные в 30 и 35 км к югу от месторождения. Через месторождение проходит автомобильная дорога с твердым покрытием, местного значения «Актау - насосная «Куйлус»».

Областной центр город Актау находится в 42 км к юго-западу от проектируемой территории, город Жанаозен - в 130 км к юго-востоку по прямой. Железная дорога от Мангистау - Макат проходит в непосредственной близости от территории вахтового поселка ТОО «Емир-Ойл». Вдоль нее проложены линии электропередач, телефонной связи и водопровод от станции Мангистау до селения Большой Емир. В 35 км к югу проходит асфальтированная дорога Актау — Жанаозен, нефте-, газо-, водопроводы и линия электропередач.

Постоянная гидрографическая сеть в районе отсутствует (реки, озера, родники). Пресная вода доставляется автоцистернами.

В вахтовом поселке имеются следующие объекты:

- > Здание общежития - 1 шт.;
- > Материальный склад — 1 шт.;
- > Блок-бокс - 3 шт.;
- > Навес для сварочного поста — 1 шт.;
- > Открытая парковка для 7 автомобилей — 1 шт.;
- > КПП (Контрольно-пропускной пункт) — 1 шт.;
- > Футбольное поле (мини-футбол) — 1 шт.;
- > Баскетбольное поле — 1 шт.;

- > Волейбольное поле - 1 шт.;
- > Беседка - 2 шт.;
- > Котельная - 1 шт.;
- > Трансформаторная подстанция - 1 шт.;
- > Склад для хранения баллонов с кислородом - 1 шт.;
- > Площадка под БЛОС (блочное локальное очистное сооружение) - 1 шт.;
- > КНС (канализационно-насосная станция) - 1шт.;
- > Площадка под емкость для хоз-бытовой воды V=50М3 - 1шт.;
- > Площадка по емкость для очищенных бытовых стоков V=100М3 - 1 шт.;
- > Печь для отопления вахтового поселка котел КВГ-Г-0,3-9,5.

**Общая характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на 2023 год.**

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу будут являться: добыча нефти, хранение нефти, работа дизель - генераторов и др.

Основное загрязнение атмосферного воздуха будет происходить от следующих технологических процессов и оборудования.

Номер источника загрязнения атмосферы	Наименование источника выделения загрязняющих веществ
<i>Месторождение Долинное</i>	
Всего выявлено 56 источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, из них:	
-организованных - 26 ед.	
-неорганизованных - 30 ед.	
0102 01	продувочная свеча на печи
0105 01	Стояк налива нефти (нефть с Долинной)
0106 01	Технологический резервуар для нефти (м/р Долинной) 100 м3
0107 01	Технологический резервуар для нефти (м/р Долинной) 100 м3
0108 01	Технологический резервуар нефти (м/р Кариман)
0109 01	Технологический резервуар нефти (м/р Кариман)
0110 01	Технологический резервуар нефти (м/р Кариман)
0111 01	Технологический резервуар нефти (м/р Кариман)
0112 01	продувочная свеча сбросе газа на свечу от ГЗУ на трубопровод
0121 01	продувочная свеча на газопроводе
0122 01	продувочная свеча на газопроводе
0123 01	продувочная свеча от ГЗУ
0129 01	продувочная свеча на печи
0130 01	Стояк налива нефти (нефть с Каримана и Северного Каримана)
0131 01	Продувочная свеча ППК на НГС
0132 01	Химлаборатория
0114 01	Продувочная свеча ППК-10С-1
0115 01	Продувочная свеча ППК-10С-2
0116 01	Продувочная свеча на узле учета газа
0117 01	Продувочная свеча 10С-1
0118 01	Продувочная свеча 10С-2
0119 01	Продувочная свеча от ДНС
0124 01	Вытяжная свеча на дренажной емкости
0125 01	Вытяжная свеча на дренажной емкости
0126 01	Вытяжная свеча на дренажной емкости
0127 01	Вытяжная свеча на дренажной емкости ДЭГ 10Е-1
6101 01	Дренажная емкость
6102 01	Площадка узла учета и сбора

6103 01	Площадка скважины №1
6104 01	Площадка скважины №2
6105 01	Площадка скважины №3
6106 01	Площадка скважины №5
6107 01	Площадка скважины №6
6108 01	Площадка скважины №7
6111 01	Площадка скважины
6114 01	Площадка узла врезки газа
6115 01	Площадка узла учета газа
6116 01	Площадка сепаратора эжектор.блока-1
6117 01	Сепаратор "газ-вода" 10С-2
6118 01	Дренажная емкость для ДЭГ 10Е-1
6119 01	Конденсатосборник №1
6120 01	Конденсатосборник №2
6121 01	Конденсатосборник №3
6122 01	Нефтегазосепаратор №1
6123 01	Дренажная емкость №1
6124 01	Насосы центробежные №1
6126 01	Конденсатосборник №1
6134 01	Площадка скважины №8
6135 01	Площадка скважины №9
6136 01	Площадка скважины №10
6137 01	Площадка скважины №11
6145 01	Нефтегазосепаратор №2
6146 01	Дренажная емкость №2
6147 01	Насосы центробежные №2
6148 01	Тест-сепаратор
6149 01	Гребенка
<i>Месторождение Аксаз</i>	
Всего выявлено 54 источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, из них:	
организованных -28 ед.	
-неорганизованных — 26 ед.	
0202 01	продувочная свеча на печи
0203 01	Вытяжная свеча на дренажной емкости
0204 01	Вытяжная свеча на дренажной емкости
0207 01	Резервуар хранения конденсата
0208 01	Стояк налива нефти
0209 01	продувочная свеча от ГЗУ на трубопровод
0250 01	Стояк налива нефти
0251 01	Химлаборатория
0256 01	продувочная свеча на печи конденсатосборнике
0212 01	продувочная свеча
0213 01	продувочная свеча на печи
0214 01	Продувочные свечи №1 на линии учета газа
0215 01	Продувочные свечи №2 на линии учета газа
0216 01	Вытяжная свеча 20С1 от дренажной емкости
0218 01	Продувочные свечи от сепаратора 20С-2
0219 01	Продувочные свечи от сепаратора 20С-4
0220 01	Продувочная свеча от сепаратора 20С-1
0221 01	Продувочная свеча от сепаратора 20С-3
0222 01	Продувочная свеча от насоса ДЭГ
0223 01	продувочные свечи от ППК сепаратора 20С2
0224 01	продувочные свечи от ППК сепаратора 20С3

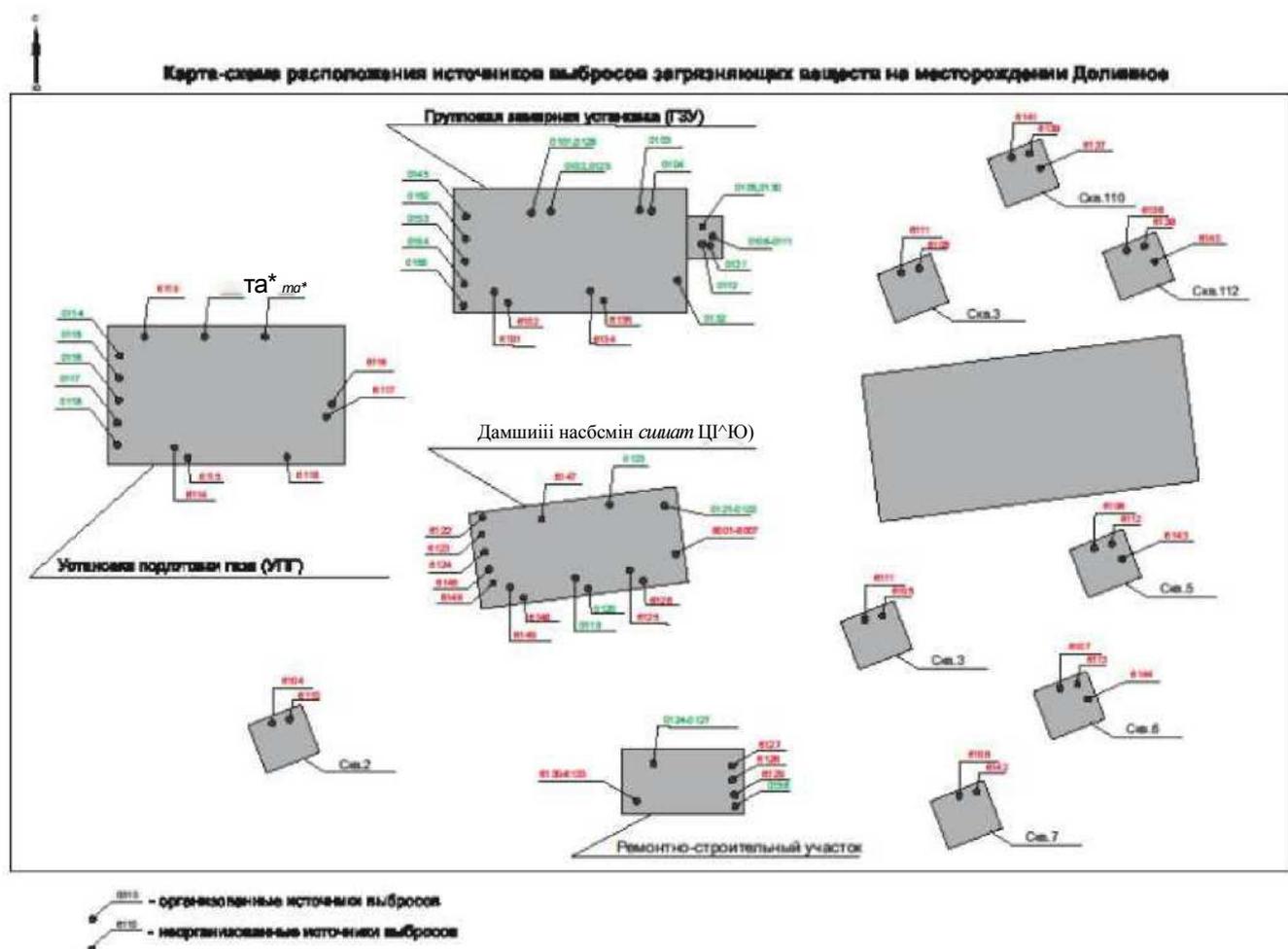
0225 01	продувочные свечи от ППК сепаратора 20С4
0226 01	Продувочные свечи от ППК 20Р-1
0227 01	Продувочные свечи от ППК 20БР-1
0228 01	Продувочная свеча №1
0229 01	Продувочная свеча №2
0230 01	Продувочная свеча №3
0231 01	Продувочная свеча на узле одоризации
6201 01	Дренажная емкость №1
6202 01	Дренажная емкость №2
6203 01	Площадка узла учета и сбора
6204 01	Площадка скважины №1
6205 01	Площадка скважины №2
6206 01	Площадка скважины №3
6207 01	Площадка скважины №4
6208 01	Площадка скважины №5
6209 01	Площадка скважины №6
6210 01	Насосная
6214 01	Площадка учета и сбора
6215 01	Площадка блока регенерации ДЭГ 20БР-1
6216 01	Площадка насосов подачи ДЭГ
6217 01	Площадка дренажной емкости для ДЭГ 20Е-1
6218 01	Площадка конденсатосборника ДЭГ
6219 01	Фреоновая холодильная
6220 01	Площадка насосов блока эжекции
6221 01	Площадка конденсатосборников
6222 01	Площадка дренажных емкостей Е-1
6223 01	Площадка дренажных емкостей Е-2
6233 01	Площадка скважины №105
6240 01	Узел одоризации
6241 01	Площадка теплообменника
6242 01	Площадка испарителя
6243 01	Площадка узла врезки в газопровод
6244 01	Площадка насоса подачи фреона
<i>Месторождение Кариман</i> Всего выявлено 67 источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, из них: организованных -35 ед. -неорганизованных -32 ед.	
0302 01	продувочная свеча на печи
0304 01	продувочная свеча на печи
0306 01	продувочная свеча на печи
0308 01	продувочная свеча на печи
0310 01	продувочная свеча на печи
0312 01	продувочная свеча на печи
0314 01	продувочная свеча на печи
0316 01	продувочная свеча на печи
0318 01	продувочная свеча на печи
0320 01	продувочная свеча на печи
0322 01	продувочная свеча на печи
0324 01	продувочная свеча на печи
0325 01	Технологические резервуары нефти (м/р Кариман) №1
0326 01	Технологические резервуары нефти (м/р Кариман) №2
0327 01	Технологические резервуары нефти (м/р Кариман) №3

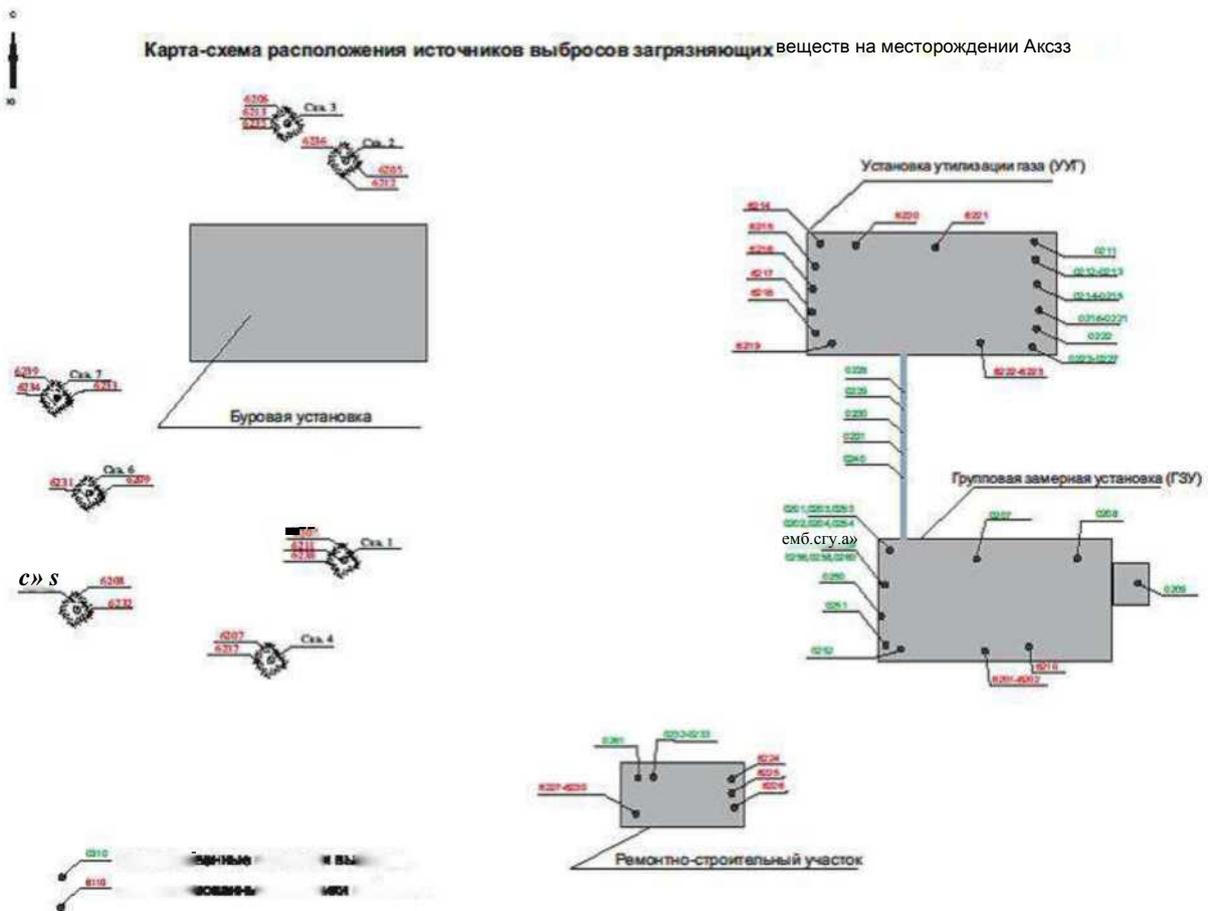
0328 01	Технологические резервуары нефти (м/р Кариман) №4
0330 01	Стояк налива нефти
0331 01	Стояк налива нефти
0338 01	продувочная свеча на печи
0340 01	продувочная свеча на печи
0342 01	продувочная свеча на печи
0344 01	продувочная свеча на печи
0347 01	дизельный генератор 15 кВт
0349 01	продувочная свеча от ГЗУ
0351 01	продувочная свеча на печи
0360 01	продувочная свеча на печи
0362 01	продувочная свеча на печи
0364 01	продувочная свеча на печи
0369 01	продувочная свеча на печи
0371 01	Вытяжная свеча на дренажной емкости
0372 01	Вытяжная свеча на дренажной емкости
0376 01	продувочная свеча на печи
0379 01	продувочная свеча на печи
0381 01	продувочная свеча на печи
0383 01	дизельный генератор 450 кВт
6301 01	Дренажная емкость №1
6302 01	Дренажная емкость №2
6303 01	Конденсатосборник №1
6304 01	Конденсатосборник №2
6305 01	Конденсатосборник №3
6306 01	Площадка узла учета и сбора
6307 01	ЗРА и ФС скважины №1Т
6308 01	ЗРА и ФС скважины №2Т
6309 01	ЗРА и ФС скважины №3Т
6310 01	ЗРА и ФС скважины №4Т
6311 01	ЗРА и ФС скважины №5Т
6312 01	ЗРА и ФС скважины №6Т
6313 01	ЗРА и ФС скважины №7Т
6314 01	ЗРА и ФС скважины №8Т
6315 01	ЗРА и ФС скважины №10Т
6316 01	ЗРА и ФС скважины №11Т
6317 01	Площадка подключения трубопровода на ГЗУ
6326 01	Насосы мультифазные
6327 01	Блок БР-2,5 дозирования реагента состоит из емкости для хранения
6338 01	ЗРА и ФС скважины №116Т
6339 01	ЗРА и ФС скважины №118Т
6340 01	ЗРА и ФС скважины №119Т
6341 01	ЗРА и ФС скважины №120Т
6342 01	Насосы центробежные
6358 01	ЗРА и ФС скважины №121Т
6359 01	ЗРА и ФС скважины №12Т
6360 01	ЗРА и ФС скважины №113Т
6361 01	ЗРА и ФС скважины №124Т
6362 01	ЗРА и ФС скважины №114Т

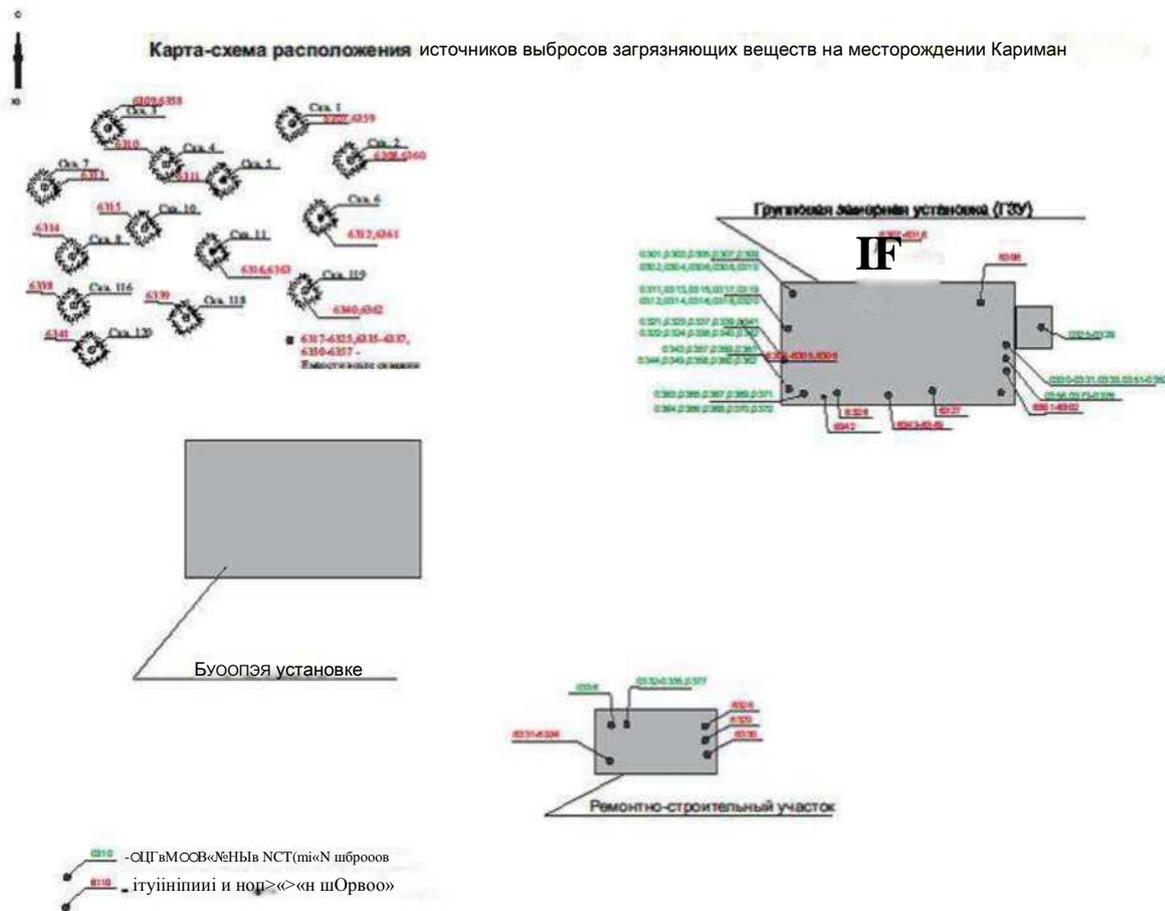
6363 01	ЗРА и ФС скважины №123Т
6364 01	ЗРА и ФС скважины №13Т
6365 01	ЗРА и ФС скважины №117Т
<b>Месторождение Северный Каринин</b>	
Всего выявлено 21 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них: -организованных - 15 ед. неорганизованных - 6 ед.	
0401 01	Печь УН-0,2 подогрева нефти скв. 1
0402 01	продувочная свеча на печи
0403 01	Печь УН-0,2 подогрева нефти скв.2
0404 01	продувочная свеча на печи
0405 01	Печь УН-0,2 подогрева нефти на трубопроводе от ЗУ
0406 01	продувочная свеча на печи
0407 01	Печь УН-0,2 подогрева нефти на трубопроводе
0408 01	продувочная свеча на печи
0409 01	Печь УН-0,2 подогрева нефти скв.3
0410 01	продувочная свеча на печи
0411 01	продувочная свеча от ЗУ
0412 01	Клапан от дренажной емкости
0417 01	дизельный генератор 100 кВт
0418 01	дизельный генератор 15 кВт
0432 01	Факельная установка Северный Кариман
6403 01	ЗРА и ФС скважины №1
6416 01	ЗРА и ФС скважины №2
6417 01	ЗРА и ФС площадка
6419 01	Площадка ЗРА и ФС №1
6420 01	Общая площадка ЗРА и ФС
6422 01	Замерная установка ЗУ 3
<b>Вахтовый поселок</b>	
Всего выявлено 2 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них: -организованных - 1 ед. неорганизованных - 1 ед.	
1007 01	продувочная свеча на печи
7002 01	Площадка ЗРА и ФС
<b>пл. Есен</b>	
Всего выявлено 34 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них: - организованных - 19 ед. - неорганизованных - 15 ед.	
0806 01	Резервуар нефти, №3
0807 01	Стояк налива нефти скв3
0808 01	Дренажная емкость №3
0809 01	Резервуар нефти, №1
0810 01	Стояк налива нефти скв1
0811 01	Дренажная емкость №1
0812 01	автономный генератор №2
0815 01	Резервуар нефти, №2
0816 01	Стояк налива нефти
0817 01	Дренажная емкость №2
0818 01	свеча сброса газа от резервуара №2
0819 01	Печь ПП-0,63 подогрева нефти скв.2
0820 01	продувочная свеча на печи
0821 01	дизельный генератор 15 кВт

0822 01	дизельный генератор 30 кВт
0823 01	Печь ПП-0,63 подогрева нефти скв. 1
0824 01	продувочная свеча на печи
0828 01	Печь ПП-0,63 подогрева нефти скв.3
0829 01	продувочная свеча на печи
6812 01	Нефтегазосепаратор №2
6813 02	Газосепаратор
6814 01	Нефтегазосепаратор №1
6815 01	Газосепаратор 1
6816 01	ЗРА и ФС скважины №2
6817 01	ЗРА и ФС скважины №1
6818 01	Нефтегазосепаратор №3
6819 01	Газосепаратор 3
6820 01	ЗРА и ФС скважины №3
6821 01	Общая площадка ЗРА иФСскв. №1
6822 01	Конденсатосборник №3
6827 01	Общая площадка ЗРА иФСскв. №2
6828 01	Конденсатосборник №2
6829 01	Общая площадка ЗРА иФСскв. №3
6830 01	Конденсатосборник №1
<b>КРС</b>	
Всего выявлено 21 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них: -организованных - 9 ед. -неорганизованных - 12 ед.	
0901 01	Подъемный агрегат УПА-60-80
0902 01	Подъемный агрегат УПА-60
0903 01	Дизель Detroit diesel 8V71N
0904 01	Дизель Detroit diesel 60
0905 01	Бурнасос Detroit diesel 60
0906 01	Цементировочный агрегат ЦА-320
0907 01	Дизель ЯМЗ-236
0908 01	Дизельная электростанция
0909 01	Передвижная парогенераторная установка
6901 01	Узел пересыпки цемента
6902 01	Узел пересыпки цемента
6903 01	Покрасочный участок ГФ-021
6903 02	Покрасочный участок ПФ-115
6904 01	сварочный пост
6905 01	сварочный пост
6906 01	пост газорезки
6907 01	пост газорезки
6908 01	Емкость приема отходов обратной промывки
6909 01	Емкость приема отходов обратной промывки
6910 01	Установка подачи топлива
6911 01	Налив соляной кислоты при СКО

Карты-схемы расположения источников выбросов предприятия представлены на рисунках ниже.



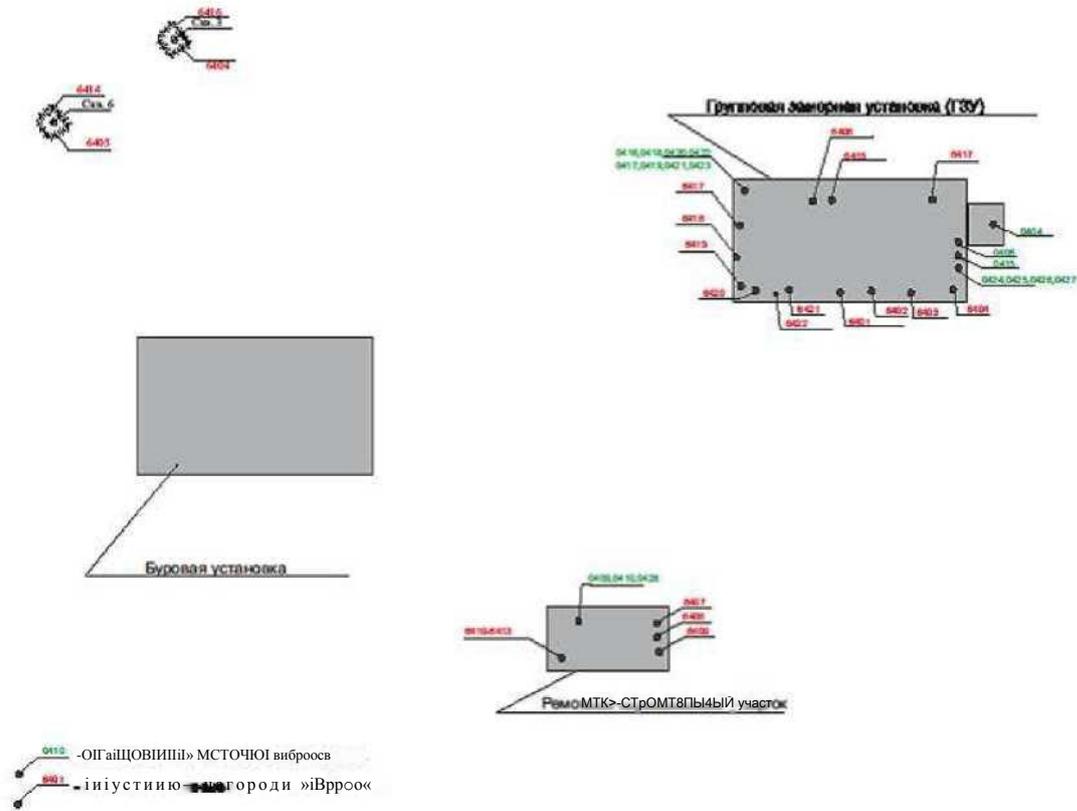




Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год



Карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ на месторождении Северный Каримак



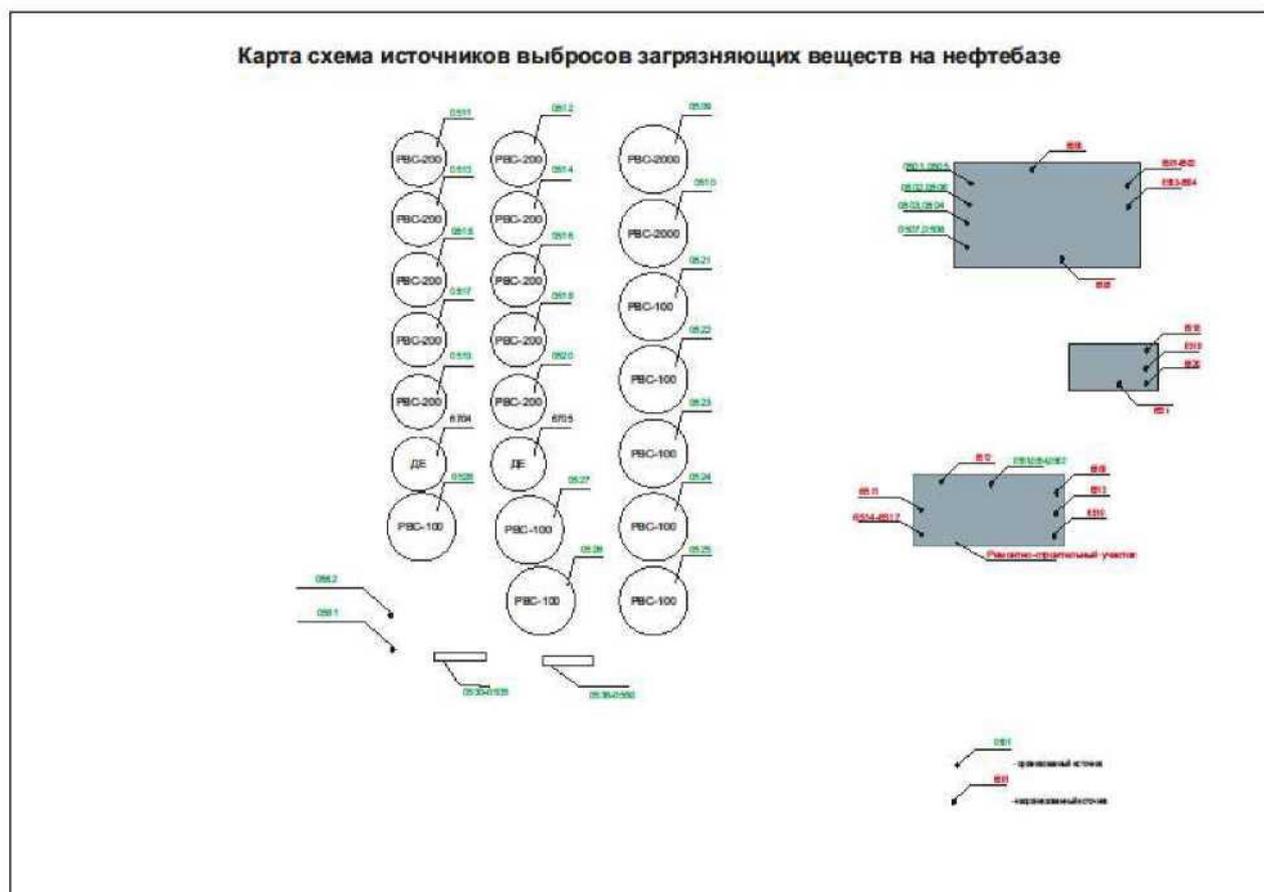


Рисунок 2 - Карты - схемы расположения источников выбросов на площадках ТОО «Емир - Ойл»

**Качественная и количественная характеристика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.**

Качественные и количественные характеристики выбросов ЗВ определены расчетным методом по утвержденным методикам.

Основными загрязняющими атмосферу веществами являются углерод оксид, углеводороды предельные, оксиды азота, сера диоксид и др.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на предприятии являются: емкости для сбора нефти, дизель-генераторы, технологические подогреватели, продувочные свечи трубопроводов, отопительные котлы и др. газовое оборудование.

При сварочных работах выделяются: фтористые газообразные соединения, соединения марганца, оксида железа, диоксида азота, фториды, оксида углерода и пыль неорганическая. **Количество выбросов в атмосферу на 2023 год составит 651.632 тонн/год вредных веществ, в том числе: твердые 2.1414833623 т/год, газообразные 649.4905 т/год.** Количество источников выбросов по объектам предприятия представлено в таблице 1.

Таблица 2 - Количество источников выбросов загрязняющих веществ

Наименование производства	Количество источников загрязняющих веществ		
	Организованные	Неорганизованные	Всего
<b>Месторождение Долинное</b>			
Площадка ГЗУ	16	20	36
Установка подготовки газа	10	8	18
ДНС-нефтепровод	0	2	2
<b>Итого по месторождению Долинное:</b>	<b>26</b>	<b>30</b>	<b>56</b>
<b>Месторождение Аксаз</b>			
Групповая замерная установка	9	11	20
Установка утилизации газа	15	14	29
Промысловый газопровод Актау- Карьер №5	4	1	5
<b>Итого по месторождению Аксаз:</b>	<b>28</b>	<b>26</b>	<b>54</b>
<b>Месторождение Кариман</b>			
Групповая замерная установка	35	32	67
<b>Итого по месторождению Кариман:</b>	<b>35</b>	<b>32</b>	<b>67</b>
<b>Месторождение Северный Кариман</b>			

Групповая замерная установка	15	6	21
<b>Итого по месторождению С. Кариман:</b>	<b>15</b>	<b>6</b>	<b>21</b>
<b>Площадь Есен</b>			
Площадка Есен	19	15	34
<b>Итого по площади Есен:</b>	<b>19</b>	<b>15</b>	<b>34</b>
<b>РМЦ. Вахтовый поселок</b>			
РМЦ	1	1	2
<b>Итого по РМЦ</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
<b>КРС</b>			
КРС	9	12	21
<b>ИТОГО ПО ТОО ЕМИР</b>	<b>134</b>	<b>122</b>	<b>256</b>

### 3.2. Краткая характеристика существующих установок очистки газа, укрупненный анализ их технического состояния и эффективности работы

Применяемое технологическое оборудование соответствует современному техническому уровню. Установок для очистки газа на предприятии не имеется.

Для снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу выполняются организационно-технические мероприятия.

### 3.3. Качественная оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню в стране и мировому опыту

В ТОО «Емир-Ойл» используется техника, оборудование и материалы отечественного (стран СНГ) производства, отвечающее современному техническому уровню и не уступающее по своим характеристикам и надежности в эксплуатации зарубежным аналогам, а также импортное оборудование - США, отвечающие современному техническому уровню.

### 3.4. Перспектива развития оператора

На перспективу развития предприятия планируется корректировка проекта НДВ в связи с внесением изменений и дополнений в Программу развития и переработки сырого газа.

### 3.5. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Все характеристики источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, полученные в ходе инвентаризации, а также характеристики источников сведены в таблицу 3.3. (Приложение 5).

### 3.6. Характеристика аварийных и залповых выбросов

Под аварийными выбросами понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действием человека или технических средств. Рекомендации по безаварийному проведению разработки месторождения изложены в «Единых правилах разработки нефтяных и газовых месторождений РК».

Возможны следующие аварийные ситуации, при которых могут быть кратковременные выбросы загрязняющих веществ и повышение уровня загрязнения атмосферного воздуха: отказ работы аварийной (предохранительные клапаны) и запорной арматуры, превышение давления в технологических аппаратах при нарушении технологического режима, разрыв трубопроводов и резервуаров, разлив нефти на скважинах при буровых работах, пожар, взрыв, и др.

При эксплуатации скважин основными причинами аварийных выбросов углеводородов в атмосферный воздух являются порывы трубопроводов, а также отключение энергосистем,

когда вынужденная остановка оборудования приводит к залповым выбросам веществ в атмосферу. Аварийные ситуации при трубопроводном транспорте происходят по причине коррозии и износа металлического оборудования и систем трубопроводов за счет агрессивности транспортируемых сред, грунтов и атмосферы.

Ликвидация аварий осуществляется цехами обслуживания и ремонта, оснащенные техническими средствами согласно РД-0447-103-376-86. Проведенная своевременно ликвидация аварий уменьшает степень отрицательного воздействия на окружающую среду.

Все остальные причины маловероятны из-за высокой степени прочности и надежности применяемого оборудования и трубопроводов, и высокой степени автоматического контроля за технологическим режимом.

Для исключения аварийных ситуаций на всех объектах ТОО «Емир-Ойл» используется современное нефтяное оборудование, проводится ежедневный контроль за оборудованием, трубопроводами.

Эксплуатация сосудов, работающих под давлением (сепараторы и другие аппараты), осуществляется в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

Для предотвращения аварийных ситуаций разработаны правила эксплуатации и контроля и правила техники безопасности на предприятии.

За предыдущие годы на производственных объектах предприятия не были отмечены вне штатные ситуации, оказавшие заметное влияние на загрязнение атмосферного воздуха. В связи с выше изложенным таблица 3.2 не заполняется.

Согласно Экологическому Кодексу РК при возникновении аварийной ситуации предприятие обязано известить контролирующие органы в области охраны окружающей среды и возместить нанесенный ущерб. Для аварийных выбросов нормативы НДВ не устанавливаются.

*К залповым выбросам* на предприятии относятся продувочные свечи и свечи стравливания газа с оборудования при проведении ремонтных работ. В отличие от аварийных, залповые выбросы подлежат нормированию.

Источниками залповых выбросов производственных объектов предприятия являются:

- свечи стравливания дренажных емкостей;
- продувочные свечи при продувке газовой системы печей подогрева, свечи стравливания газа трубопроводов и т.п.

### **3.7. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу**

Перечень загрязняющих веществ по всему предприятию представлен в таблице 3.1.,

Группы суммации по предприятию представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2. Таблица групп суммации

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица групп суммаций на существующее положение

Мангистауская область, ТОО "Емир-Ойл" на 2023 гг.

Номер группы суммации	Код загрязняющего вещества	Наименование загрязняющего вещества
1	2	3
03	0303	Аммиак (32)
	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
04	0303	Аммиак (32)
	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)
05	0303	Аммиак (32)
	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)
28	0322	Серная кислота (517)
	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
30	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
31	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
35	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
	0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)
39	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)
40	0302	Азотная кислота (5)

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.1

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу  
на существующее положение

Мангистауская область, ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

Код загр. вещества	Наименование вещества	П Д К максим. разовая, мг/м3	П Д К средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	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 (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		3	0.073186	0.191408	4.7852	4.7852
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.01	0.001		2	0.0015166	0.003718	5.5132	3.718
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)			0.01		0.0000262	0.000048	0	0.0048
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2	5.8793733465	31.54036601	5832.4196	788.50915
0302	Азотная кислота (5)	0.4	0.15		2	0.001	0.0018	0	0.012
0303	Аммиак (32)	0.2	0.04		4	0.0000984	0.0002	0	0.005
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	0.9496194235	5.10957448	85.1596	85.1595747
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0.2	0.1		2	0.001064	0.00192	0	0.0192
0322	Серная кислота (517)	0.3	0.1		2	0.0000534	0.000098	0	0.00098
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3	0.3822985669	1.94063608	38.8127	38.8127216
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		3	0.9325870109	4.9214931719	98.4299	98.4298634
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.00020007865	0.0016024802	0	0.20031003
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	4.9304723733	29.35699997	7.7899	9.78566666
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		2	0.000382	0.000784	0	0.1568
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в	0.2	0.03		2	0.0002614	0.000536	0	0.01786667

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.1

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу  
на существующее положение

Мангистауская область, ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

Код загр. вещества	Наименование вещества	П Д К максим. разовая, мг/м3	П Д К средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	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
0410	пересчете на фтор/) (615) Метан (727*)			50		2.34180973	3.89876992	0	0.0779754
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			50		141.985743	419.89291384	8.3979	8.39785828
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			30		40.3264819	145.71728	4.8572	4.85724267
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.5271206	1.9012858	46.0004	19.012858
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.2			3	2.50576576	0.993099	4.9655	4.965495
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.3314154	1.1904833	1.9841	1.98413883
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	0.0000088107	0.0000432823	604.9613	43.2823
0906		4	0.7		2	0.000986	0.0018	0	0.00257143
1023	Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546) 2,2'-Оксидиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)		0.2		4	0.065398	2.062406	8.166	10.31203
1032	Нафт-2-ол (бета-Нафтол) (418)	0.006	0.003		2	0.065234	2.057227	4864.1756	685.742333
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	1	0.5		3	1.183	0.0917	0	0.1834
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5			4	0.00334	0.0062	0	0.00124
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.0885249999	0.3958986	119.3601	39.58986
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.35			4	0.001274	0.0024	0	0.00685714
1555	Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)	0.2	0.06		3	0.000384	0.0008	0	0.01333333
2752	Уайт-спирит (1294*)				1	0.75	0.0225	0	0.0225
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	2.1582333332	9.5214884	7.6004	9.5214884
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3	0.1284	0.00385	0	0.02566667
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент,	0.3	0.1		3	0.0212614	0.001292	0	0.01292

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.1

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу  
на существующее положение

Мангистауская область, ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ Ш/ПДК) **а	Выброс вещества, усл. т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)								
	В С Е Г О :					212,320	651,632	11743.4	1857.6292

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; "ПДК" - ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ; "н" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

### **3.8. Обоснование полноты и достоверности исходных данных**

Количество загрязняющих веществ определялось теоретически расчетным путем по действующим в Республике Казахстан методическим документам. Исходными данными для теоретического расчета явились характеристики технологического оборудования, состав и расход материалов, полученные (уточненные) в период инвентаризации. Расчетное обоснование данных о выбросах вредных веществ в атмосферу представлено в **Приложении 2**.

Оценка выбросов от отдельного источника осуществлялась по следующим критериям:

- определение среднего объема выбросов;
- определение средней температуры выбросов;
- определение химического состава;
- определение времени работы источника.

При проведении инвентаризации выбросов получены сведения о распределении источников на территории предприятия, количестве и качестве выбросов. В результате чего были определены следующие параметры:

- > тип источника;
- > общее число источников выбросов;
- > класс опасности загрязняющего вещества;
- > коэффициент оседания Р для загрязняющего вещества (п.2.5 ОНД-86);
- > валовый выброс загрязняющего вещества;
- > средняя температура выбрасываемой газовой смеси;
- > высота источника над уровнем земли;
- > координаты источника на карте-схеме;
- > время работы источника.

#### **4. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ**

##### **4.1. Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере**

По климатическому районированию территорий район проведения работ относится к 4 климатическому району, под района 1V-г (СНиП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология»).

Природный климатический режим района расположения предприятия формируется под воздействием арктических, иранских и туранских воздушных масс. В холодный период года над территорией господствуют воздушные массы, поступающие от западных отрогов сибирских антициклонов. В теплый период года они сменяются континентальными туранскими и иранскими воздушными массами. Под влиянием этих масс формируется резко континентальный, засушливый климат.

Климат района резко континентальный, с жарким продолжительным летом и холодной малоснежной зимой.

Такой климатический режим обусловлен расположением региона внутри евроазиатского материка, особенностями циркуляции атмосферы, близостью Каспийского моря. Континентальность климата проявляется в больших колебаниях метеорологических факторов в их суточном, месячном и годовом ходе.

Абсолютный минимум температуры воздуха в западной части области составляет -260С, в восточной части области -340С. Абсолютный максимум температуры составляет для западной части области +430С, а для восточной +470С.

Зима наступает в конце ноября. Самый холодный месяц - январь, а самый теплый - июль. Зимой при вторжении холодных масс арктического воздуха температура понижается до -200С, а с наступлением весны идет постепенное повышение.

Жаркий период, когда среднесуточная температура воздуха выше 300С, наступает в июне и продолжается до середины августа.

Относительная влажность воздуха, характеризующая степень насыщения воздуха водяным паром, меняется в течение года в широких пределах. Наиболее высокие значения она достигает в зимне-весеннее время 78-85%, а наиболее низкие - летом 25-30%.

Повышенная сухость воздуха при высоких температурах воздуха создает условия для значительного испарения. Засушливый период начинается с июня месяца до октября. Средняя величина испарения с открытой поверхности, по многолетним наблюдениям, составляет 1478,0 мм, что почти в 10 раз превышает сумму годовых атмосферных осадков. Этим объясняется значительная засоленность грунтов описываемой территории.

Над акваторией восточной части Северного Прикаспия преобладают восточное, западное направление ветров. При этих направлениях отмечается самое большое число штормов и наибольшие скорости ветра.

Метеорологические условия оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание вредных примесей, поступающих в атмосферу. Наибольшее влияние на рассеивание вредных примесей в атмосферу оказывает ветровой и температурный режимы, кроме этого большое влияние на распространение загрязняющих веществ оказывают такие погодные явления и физические факторы как туманы, осадки и режим солнечной радиации.

Капли тумана поглощают примеси, причем не только вблизи подстилающей поверхности, но и из вышележащих наиболее загрязненных слоев воздуха. Вследствие этого концентрация примесей накапливается в слое тумана и уменьшается над ним.

Ветры оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание примесей в атмосфере, особенно слабые. Однако в это время значительно увеличивается подъем перегретых выбросов в слои атмосферы, где они рассеиваются, если при этих условиях наблюдаются инверсии, то может образоваться «потолок», который будет препятствовать подъему выбросов, и концентрация примесей у земли резко возрастает.

Солнечная радиация обуславливает фотохимические реакции в атмосфере и формирование различных вторичных продуктов, обладающих часто более токсичными свойствами, чем исходные вещества, попадающие в атмосферу из источников выбросов.

Согласно районированию территории Республики Казахстан, проведенному Казахским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом, по потенциалу загрязнения атмосферы (ПЗА) изучаемый район относится к III зоне с повышенным ПЗА.

Таким образом, совокупность климатических условий территории Тупкараганского района: режим ветра, туман, температурные инверсии и т.д., определяет способность атмосферы к самоочищению, т.е. рассеиванию загрязняющих веществ таким образом, чтобы количество вредных примесей оставалось на уровне, допустимом для жизнедеятельности живых организмов.

#### **4.2. Результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы**

В соответствии с нормами проектирования в Казахстане, для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе должен проводиться в соответствии с требованиями «Методики расчета концентраций в атмосферном воздухе от выбросов предприятий» (утверждена приказом Министра ООС и ВР от 12.04.2012 г. №221-Ө).

Расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводился на программном комплексе «Эра-Воздух», разработчик фирма «Логос-Плюс» г. Новосибирск.

Расчет приземных концентраций в атмосферном воздухе вредных химических веществ, проведен в полном соответствии с методикой расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий, ОНД-86.

Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и соответствующего неблагоприятным метеорологическим условиям, принято в расчетах равным 200.

Расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены по всем источникам организованных и неорганизованных источников выбросов. При проведении расчетов учитывалась одновременность проведения технологических операций.

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

- уровни концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по всем источникам, полученные в узловых точках контролируемой зоны с использованием средних метеорологических данных по 8-ми румбовой розе ветров и при штиле;
- максимальные концентрации в узлах прямоугольной сетки;
- степень опасности источников загрязнения;
- поле расчетной площадки с изображением источников и изолиний концентраций.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосферный воздух проведен на существующее положение. Для проведения расчета рассеивания загрязняющих веществ взят расчетный прямоугольник, размером 11230x11230 м, с шагом расчетной сетки 1123 м. Размеры расчетного прямоугольника и шаг расчетной сетки выбраны с учетом взаимного расположения оборудования площадки.

Координаты площадного источника заданы путем указания координат центра площадного источника, его ширины и длины.

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ.

Расчет рассеивания максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, образующихся от источников загрязнения на предприятии показал, что концентрация на уровне санитарно-защитной зоны не превысила допустимых нормативов.

При выполнении расчетов учитывались метеорологические характеристики и коэффициенты, фоновые концентрации определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, района расположения предприятия.

Результаты расчетов с картами-схемами изолиний расчетных концентраций представлены в Приложении 3.

---

Анализ результатов расчетов рассеивания по месторождениям показывает, что превышение ПДК загрязняющих веществ на границе нормативной СЗЗ не наблюдается.

**Результаты расчетов рассеивания:**

Максимальная приземная концентрация 0,573 ПДК наблюдается по веществу 2754-Алканы.

Максимальная приземная концентрация 0,682 ПДК наблюдается по веществу 0415-Смесь углеводородов предельных С1-С5.

Максимальная приземная концентрация 1,094 ПДК наблюдается по веществу 0328-Углерод.

Максимальная приземная концентрация 1,528 ПДК наблюдается по веществу 0304-Азота оксид.

Максимальная приземная концентрация 7,631 ПДК наблюдается по веществу 0301-Азота диоксид.

Максимальная приземная концентрация 8,253 ПДК наблюдается по веществу группе суммации \_31\_0301+0330.

*Корректировка Проекта нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов  
ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год*

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам  
на существующее положение

Мангистауская область, ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

Код загр. вещества	Наименование вещества	П Д К максим. разовая, мг/м3	П Д К средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Выброс вещества г/с	Среднезвенная высота, м	М/ (ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		0.073186	2.0000	0.183	Расчет
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.01	0.001		0.0015166	2.0000	0.1517	Расчет
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)			0.01	0.0000262	3.5000	0.0026	
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		0.9496194235	4.1633	2.374	Расчет
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		0.3822985669	4.3710	2.5487	Расчет
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4.9304723733	4.4165	0.9861	Расчет
0410	Метан (727*)			50	2.34180973	1.2052	0.0468	-
0415				50	141.985743	4.6433	2.8397	Расчет
0416	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	40.3264819	4.9571	1.3442	Расчет
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		0.5271206	4.9564	1.7571	Расчет
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			2.50576576	2.3021	12.5288	Расчет
0621	Метилбензол (349)	0.6			0.3314154	4.9563	0.5524	Расчет
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		0.0000088107	4.0000	0.8811	Расчет
0906	Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)	4	0.7		0.000986	3.5000	0.0002	
1023	2,2'-Оксидиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)		0.2		0.065398	2.0000	0.0327	
1032	Нафт-2-ол (бета-Нафтол) (418)	0.006	0.003		0.065234	2.0000	10.8723	Расчет
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	1	0.5		1.183	2.0000	1.183	Расчет
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5			0.00334	3.5000	0.0007	-
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.35			0.001274	3.5000	0.0036	-
1555	Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)	0.2	0.06		0.000384	3.5000	0.0019	-

*Корректировка Проекта нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов  
ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год*

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам  
на существующее положение

Мангистауская область, ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

Код загр. вещества	Наименование вещества	П Д К максим. разовая, мг/м3	П Д К средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Выброс вещества г/с	Среднезвенная высота, м	М/ (ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2752	Уайт-спирит (1294*)				0.75	2.0000	0.75	Расчет
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1			2.1582333332	3.9820	2.1582	Расчет
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		0.1284	2.0000	0.2568	Расчет
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)	0.3	0.1		0.0212614	2.0000	0.0709	-
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		5.8793733465	4.1502	29.3969	Расчет
0302	Азотная кислота (5)	0.4	0.15		0.001	3.5000	0.0025	-
0303	Аммиак (32)	0.2	0.04		0.0000984	3.5000	0.0005	-
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0.2	0.1		0.001064	2.3722	0.0053	-
0322	Серная кислота (517)	0.3	0.1		0.0000534	3.5000	0.0002	-
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		0.9325870109	4.1392	1.8652	Расчет
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			0.00020007865	2.0063	0.025	-
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		0.000382	2.0000	0.0191	
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.2	0.03		0.0002614	2.0000	0.0013	
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.0885249999	4.0000	1.7705	Расчет

*Корректировка Проекта нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов  
ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год*

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам  
на существующее положение

Мангистауская область, ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м <sup>3</sup>	ПДК средне суточная, мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ ориентир. безопас. УВ, мг/м <sup>3</sup>	Выброс вещества г/с	Средневзвешенная высота, м	М/ (ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Примечание. 1. Необходимость расчетов концентраций определяется согласно п.5.21 ОНД-86. Средневзвешенная высота ИЗА определяется по стандартной формуле:  $\frac{\sum (H_i * M_i)}{\sum M_i}$ , где  $H_i$  - фактическая высота ИЗА,  $M_i$  - выброс ЗВ, г/с 2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ -  $10 * \text{ПДКс.с.}$

#### **4.3. Предложения по нормативам НДВ**

Учитывая результаты расчетов рассеивания, выбросы от всех стационарных источников объектов ТОО «Емир - Ойл», предлагается принять в каждый год нормирования в качестве НДВ по всем загрязняющим веществам.

Предложения по нормативам НДВ всех загрязняющих веществ для отдельных источников (г/с, т/год) и в целом по предприятию представлены в таблицах 3.3, 3.6. в Приложении 5

**Таблица 3.6 - Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию на 2023 год.**

#### **4.4. Обоснование возможности достижения нормативов с учетом использования малоотходной технологии и других планируемых мероприятий**

Согласно проведенному расчету рассеивания на предприятии не наблюдается превышения предельно допустимых выбросов вредных веществ, в связи, с чем дополнительного внедрения малоотходной технологии, перепрофилирования или сокращения объема производства не требуется.

#### **4.5. Уточнение границ области воздействия объекта**

В соответствии с Методикой определения нормативов эмиссий в окружающую среду, (утв. приказом Министра ЭГИПР РК от 10 марта 2021 года № 63) при нормировании допустимых выбросов осуществляется оценка достаточности области воздействия объекта.

Областью воздействия является территория, подверженная антропогенной нагрузке и определенная путем моделирования рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ.

Граница области воздействия на атмосферный воздух объекта определяется как проекция замкнутой линии на местности, ограничивающая область, за границей которого соблюдаются установленные экологические нормативы качества.

Согласно п. 28 Методики, до утверждения экологических нормативов качества применяются гигиенические нормативы, утвержденные государственным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области здравоохранения.

Граница санитарно-защитной зоны - линия, ограничивающая территорию санитарно-защитной зоны или максимальную из плановых проекций пространства, за пределами которых факторы воздействия не превышают установленные гигиенические нормативы. Критерием для определения размера СЗЗ является соответствие на ее внешней границе и за ее пределами концентрации загрязняющих веществ для атмосферного воздуха населенных мест ПДК и/или ПДУ физического воздействия на атмосферный воздух.

#### **Размер СЗЗ предприятия составляет - 1000 метров.**

Согласно Экологическому кодексу РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК, Приложение 1:

-объект относится к 1 категории: Раздел 1. Перечень видов намечаемой деятельности и объектов, для которых проведение оценки воздействия на окружающую среду является обязательным

#### **2. Недропользование:**

2.1. добыча нефти и природного газа в коммерческих целях, при которой извлекаемое количество превышает 500 тонн в сутки в отношении нефти и 500 тыс. м<sup>3</sup> в сутки в отношении газа:

При расчете рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере от объектов предприятия, размер санитарно-защитной зоны был принят 1000 м. В границы санитарно-защитной зоны жилая застройка не попадает.

Анализ результатов расчета рассеивания показал, что максимальная концентрация вредных выбросов в атмосфере на границе СЗЗ не превышает ПДК, следовательно, принятый размер санитарно-защитной зоны остается на прежнем уровне, и не требует уточнения и корректировки.

По результатам расчетов рассеивания максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ в атмосферу на границе нормативной СЗЗ предприятий не превышают критериев качества воздуха для населенных мест.

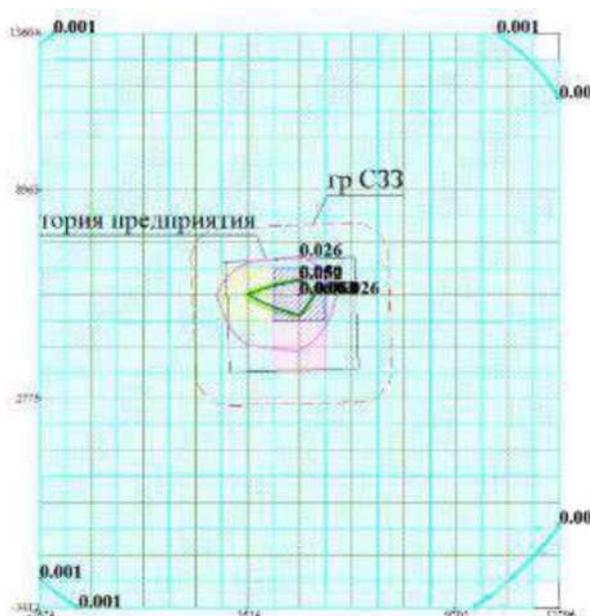
Граница области воздействия на атмосферный воздух определялась как проекция замкнутой линии, ограничивающая область, за границей которой соблюдаются гигиенические

нормативы (до утверждения ЭНК). Граница области воздействия находится в пределах установленной СЗЗ.

#### 4.6. Данные о пределах области воздействия

Результаты построения зоны влияния при проведении расчета рассеивания показали, что максимальное расстояние от источников предприятия, оказывающих влияние на атмосферный воздух составляет 1000 м.

Граница установленной СЗЗ и область воздействия нанесены на карту-схему и представлена ниже.



Предел области воздействия

#### 4.7. Специальные требования к качеству атмосферного воздуха

В районе размещения объекта и в прилегающей территории отсутствуют зоны заповедников, музеев, памятников архитектуры, следовательно, в данном проекте нормативов допустимых выбросов отсутствуют специальные требования к качеству атмосферного воздуха для данного района.

## **5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ (НМУ)**

### **5.1. План мероприятий по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ**

Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеоусловиях (Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемое выбросами промышленных предприятий, в большей степени зависит от метеорологических условий.

В отдельные периоды, когда метеорологические условия способствуют накоплению вредных веществ в приземном слое атмосферы (приподнятые инверсии, штилевое состояние, туман и др.), концентрации примесей в воздухе могут резко возрастать.

В настоящее время в системе Казгидромета Республики Казахстан разработаны методы прогноза загрязнения воздуха. Прогнозы высоких уровней загрязнения воздуха являются основанием для регулирования выбросов.

Под регулированием выбросов вредных веществ в атмосферу понимается их сокращение в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ), приводящих к формированию высокого уровня загрязнения воздуха.

Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ выполняются после получения от органов Госкомгидромета заблаговременного предупреждения. В состав предупреждения входят:

- ожидаемая длительность особо неблагоприятных метеорологических условий;
- ожидаемая кратность увеличения приземных концентраций по отношению к фактической.

Основные принципы разработки мероприятий по регулированию выбросов

При разработке мероприятий по регулированию выбросов следует учитывать вклад различных источников в создание приземных концентраций примесей. В каждом конкретном случае необходимо определить, на каких источниках следует сокращать выбросы в первую очередь, чтобы получить наибольший эффект.

В таблице 3.8 представлены «Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период НМУ» в Приложении 4.

## **5.2. Обобщенные данные о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ**

Для эффективного предотвращения повышения уровня загрязнения воздуха в периоды НМУ следует в первую очередь сокращать низкие, рассредоточенные, холодные выбросы.

При разработке мероприятий по кратковременному сокращению выбросов в периоды НМУ необходимо учитывать следующее:

- мероприятия должны быть достаточно эффективными и практически выполнимыми;
- мероприятия должны учитывать специфику конкретных производств;
- осуществление мероприятий, по возможности, не должно сопровождаться сокращением производства.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляются предупреждения 3-х степеней, которым соответствует три регламента работы предприятий в периоды НМУ.

Степень предупреждения и соответствующий ей режим работы предприятий в каждом конкретном городе устанавливают местные органы Казгидромета:

- предупреждение первой степени составляется в случае, если ожидается один из комплексов НМУ, при этом концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК;

- второй степени - если предсказывается два таких комплекса одновременно (например, при опасной скорости ветра ожидается и приподнятая инверсия), и неблагоприятное направление ветра, когда ожидаются концентрации одного или нескольких контролируемых веществ выше 3 ПДК;

- предупреждение третьей степени составляется в случае, если при сократившихся НМУ ожидаются концентрации в воздухе одного или нескольких вредных веществ выше 5 ПДК.

Размер сокращения выбросов для каждого предприятия в каждом конкретном случае устанавливают и корректируют местные органы Казгидромета. Снижение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое должно составлять:

- по первому режиму - 15-20 %;
- по второму режиму - 20-40 %;
- по третьему режиму - 40-60 %.

Обобщенные данные о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ, кратка характеристика представлены в таблице 3.9 «Характеристика выбросов вредных веществ в атмосферу в периоды НМУ».

### **5.3. Краткая характеристика каждого мероприятия в периоды НМУ**

С учетом прогноза НМУ предприятия разрабатывают мероприятия по трем режимам работы:

- организационно-технические, которые могут быть быстро осуществлены, не требуют существенных затрат и не приводят к снижению производительности предприятия (первый режим);

- мероприятия, связанные с временным сокращением производительности предприятия, прекращением отдельных операций и работ (второй, третий режимы).

На период НМУ при объявлении предупреждения по 1 режиму предлагаются следующие мероприятия:

- оптимизация технологического режима (усиление контроля за точным соблюдением технологического регламента производства и за работой контрольно-измерительных приборов);
  - запретить работу оборудования на форсированном режиме;
  - обеспечить бесперебойную работу всех пылеочистных сооружений и их элементов, не допускать их отключения на профилактические осмотры, ремонты и т.д., а также снижения их производительности;
  - запретить продувку и чистку оборудования, газоходов, емкостей, в которых хранились ЗВ, ремонтные работы, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
  - рассредоточить во времени работу технологических агрегатов, не задействованных в едином непрерывном технологическом процессе, при работе которых выбросы вредных веществ в атмосферу достигают максимальных значений;
  - необходимо подготовить к использованию запас высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ;
  - ограничить погрузочно-разгрузочные работы, связанные со значительными выделениями в атмосферу ЗВ
- Мероприятия по второму режиму:
- снизить производительность отдельных аппаратов и технологических линий, работа которых связана со значительным выделением в атмосферу вредных веществ;
  - частично разгрузить технологические процессы, связанные с повышенными выбросами ВВ в атмосферу в периоды НМУ;
  - принять меры по предотвращению испарения топлива;
  - провести внеочередные проверки автотранспорта на содержание ЗВ в выхлопных газах.
- Мероприятия по третьему режиму:
- снизить или остановить нагрузку производств, сопровождающихся значительными выделениями ЗВ;
  - отключить аппараты и оборудование, в которых закачивается технологический цикл, и работа которых связана со значительным загрязнением воздуха.
- Все предложенные мероприятия позволят не допустить в периоды НМУ возникновения высоких уровней загрязнения атмосферы при заблаговременном прогнозировании таких условий и своевременном сокращении выбросов вредных веществ в атмосферу.

#### **5.4. Обоснование возможного диапазона регулирования выбросов по каждому мероприятию**

Размер сокращения выбросов для каждого предприятия в каждом конкретном случае устанавливают и корректируют местные органы Казгидромета. Снижение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое должно составлять:

- по первому режиму - 15-20 %;
- по второму режиму - 20-40 %;
- по третьему режиму - 40-60 %.

**Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для  
объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год**

ЭРА v3.0 ТОО "Мунай Энерджи Групп "

Таблица 3.9

Характеристика выбросов вредных веществ в атмосферу в периоды НМУ на 2023 год

Мангистауская область, ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Выбросы в атмосферу													Примечание Метод контроля на источнике
		При нормальных метеоусловиях				Выбросы в атмосферу									
						Первый режим			Второй режим			Третий режим			
		г/с	т/год	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
***Железо (II,III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) (0123)															
Испытание разведочных скважин №15 м-е Кариман															
6601	2.0	0.001664	0.0002688	2.7		0.001331	20		0.000998	40		0.000666	60		
Испытание оценочной скважины №4 м-е Есен															
6701	2.0	0.001664	0.0004016	2.7		0.001331	20		0.000998	40		0.000666	60		
КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"															
6904	2.0	0.0005864	0.0012032	0.9		0.000469	20		0.000352	40		0.000235	60		
6905	2.0	0.0005864	0.0012032	0.9		0.000469	20		0.000352	40		0.000235	60		
6 9 0 6	2.0	0.028688	0.07536	46.4		0.02295	20		0.017213	40		0.011475	60		
6907	2.0	0.028688	0.07536	46.4		0.02295	20		0.017213	40		0.011475	60		
Всего:		0.0618768	0.1537968			0.049501			0.037126			0.024751			
В том числе по градациям высот															
0-10		0.0618768	0.1537968	100		0.049501			0.037126			0.024751			1
***Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) (0143)															
Испытание разведочных скважин №15 м-е Кариман															
6601	2.0	0.0001432	0.0000231	9.5		0.000115	20		0.000086	40		0.000057	60		
Испытание оценочной скважины №4 м-е Есен															
6701	2.0	0.0001432	0.0000346	9.5		0.000115	20		0.000086	40		0.000057	60		
КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"															
6904	2.0	0.0001842	0.0003776	12.3		0.000147	20		0.000111	40		0.000074	60		
6905	2.0	0.0001842	0.0003776	12.3		0.000147	20		0.000111	40		0.000074	60		
6 9 0 6	2.0	0.0004224	0.0011096	28.2		0.000338	20		0.000253	40		0.000169	60		
6907	2.0	0.0004224	0.0011096	28.2		0.000338	20		0.000253	40		0.000169	60		
Всего:		0.0014997	0.0030321			0.0012			0.0009			0.0006			
В том числе по градациям высот															
0-10		0.0014997	0.0030321	100		0.0012			0.0009			0.0006			1

**Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для  
объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год**

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.9

Характеристика выбросов вредных веществ в атмосферу в периоды НМУ на 2023 год

Мангистауская область, ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Выбросы в атмосферу													Примечание Метод контроля на источнике
		При нормальных метеоусловиях				Выбросы в атмосферу									
						Первый режим			Второй режим			Третий режим			
		г/с	т/год	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
***Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*) 0150)															
м-е Долинное, ГЗУ															
0132	3.5	0.0000105	0.0000192	50	0.07547	0.000008	20	0.06038	0.000006	40	0.04528	0.000004	60	0.030191	
м-е Аксаз, ГЗУ															
0251	3.5	0.0000105	0.0000192	50	0.07547	0.000008	20	0.06038	0.000006	40	0.04528	0.000004	60	0.03019	
Всего:		0.000021	0.0000384			0.000017			0.000013			0.000008			
В том числе по градациям высот															
0-10		0.000021	0.0000384	100		0.000017			0.000013			0.000008			1
***Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) (0301)															
м-е Долинное, ГЗУ															
0101	9.0	0.034	0.27008	0.3	220.643	0.0272	20	176.514	0.0204	40	132.386	0.0136	60	88.2572	
0113	18.0	0.676716	0.6740416	6.7	130.399	0.541373	20	104.32	0.40603	40	78.2397	0.270686	60	52.1598	
0128	9.0	0.034	0.27008	0.3	131.274	0.0272	20	105.019	0.0204	40	78.7645	0.0136	60	52.5097	
м-е Аксаз, ГЗУ															
0201	9.0	0.003632	0.02888		11.3427	0.002906	20	9.07414	0.002179	40	6.8056	0.001453	60	4.53707	
0210	14.0	0.4206659	0.4475182	4.2	1775.89	0.336533	20	1420.71	0.2524	40	1065.53	0.168266	60	710.354	
м-е Аксаз, УУГ															
0211	14.0	0.003632	0.02888		59.2872	0.002906	20	47.4298	0.002179	40	35.5723	0.001453	60	23.7149	1
м-е Кариман															
0301	9.0	0.04112	0.3264	0.4	120.44	0.032896	20	96.3524	0.024672	40	72.2643	0.016448	60	48.1762	
0303	9.0	0.04112	0.3264	0.4	138.178	0.032896	20	110.542	0.024672	40	82.9067	0.016448	60	55.2712	
0305	9.0	0.04112	0.3264	0.4	138.178	0.032896	20	110.542	0.024672	40	82.9067	0.016448	60	55.2712	
0307	9.0	0.04112	0.3264	0.4	128.417	0.032896	20	102.734	0.024672	40	77.0502	0.016448	60	51.3668	
0309	7.0	0.009328	0.07424	0.1	87.5504	0.007462	20	70.0403	0.005597	40	52.5302	0.003731	60	35.0201	
0311	7.0	0.009328	0.07424	0.1	87.5504	0.007462	20	70.0403	0.005597	40	52.5302	0.003731	60	35.0201	
0313	7.0	0.009328	0.07424	0.1	84.1974	0.007462	20	67.3579	0.005597	40	50.5184	0.003731	60	33.679	
0315	7.0	0.009328	0.07424	0.1	84.1974	0.007462	20	67.3579	0.005597	40	50.5184	0.003731	60	33.679	

**Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для  
объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год**

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.9

Характеристика выбросов вредных веществ в атмосферу в периоды НМУ на 2023 год

Мангистауская область, ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Выбросы в атмосферу													Примечание Метод контроля на источнике
		При нормальных метеоусловиях				Выбросы в атмосферу									
						Первый режим			Второй режим			Третий режим			
		г/с	т/год	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
0317	7.0	0.009328	0.07424	0.1	84.1974	0.007462	20	67.3579	0.005597	40	50.5184	0.003731	60	33.679	
0319	7.0	0.009328	0.07424	0.1	84.1974	0.007462	20	67.3579	0.005597	40	50.5184	0.003731	60	33.679	
0321	7.0	0.009328	0.07424	0.1	84.1974	0.007462	20	67.3579	0.005597	40	50.5184	0.003731	60	33.679	
0323	7.0	0.009328	0.07424	0.1	84.1974	0.007462	20	67.3579	0.005597	40	50.5184	0.003731	60	33.679	
0329	14.0	0.338352	0.371103	3.3	1436.01	0.270682	20	1148.81	0.203011	40	861.604	0.135341	60	574.403	
0337	7.0	0.009328	0.07424	0.1	84.1974	0.007462	20	67.3579	0.005597	40	50.5184	0.003731	60	33.679	
0339	7.0	0.009328	0.07424	0.1	84.1974	0.007462	20	67.3579	0.005597	40	50.5184	0.003731	60	33.679	
0341	7.0	0.009328	0.07424	0.1	84.1974	0.007462	20	67.3579	0.005597	40	50.5184	0.003731	60	33.679	
0343	7.0	0.009328	0.07424	0.1	84.1974	0.007462	20	67.3579	0.005597	40	50.5184	0.003731	60	33.679	
0347	4.0	0.0274667	0.2226368	0.3	64.8522	0.021973	20	51.8818	0.01648	40	38.9113	0.010987	60	25.9409	
0350	7.0	0.009328	0.07424	0.1	84.1974	0.007462	20	67.3579	0.005597	40	50.5184	0.003731	60	33.679	
0359	7.0	0.009328	0.07424	0.1	84.1974	0.007462	20	67.3579	0.005597	40	50.5184	0.003731	60	33.679	
0361	7.0	0.009328	0.07424	0.1	84.1974	0.007462	20	67.3579	0.005597	40	50.5184	0.003731	60	33.679	
0363	7.0	0.009328	0.07424	0.1	84.1974	0.007462	20	67.3579	0.005597	40	50.5184	0.003731	60	33.679	
0365	7.0	0.009328	0.07424	0.1	84.1974	0.007462	20	67.3579	0.005597	40	50.5184	0.003731	60	33.679	
0375	7.0	0.009328	0.07424	0.1	84.1974	0.007462	20	67.3579	0.005597	40	50.5184	0.003731	60	33.679	
0378	7.0	0.009328	0.07424	0.1	84.1974	0.007462	20	67.3579	0.005597	40	50.5184	0.003731	60	33.679	
0380	7.0	0.04112	0.3264	0.4	371.162	0.032896	20	296.929	0.024672	40	222.697	0.016448	60	148.465	
0383	4.0	0.768	0.207104	7.6	1066.34	0.6144	20	853.076	0.4608	40	639.807	0.3072	60	426.538	

м-е Северный Кариман

**Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для  
объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год**

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.9

Характеристика выбросов вредных веществ в атмосферу в периоды НМУ на 2023 год

Мангистауская область..., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Выбросы в атмосферу													Примечание Метод контроля на источнике
		При нормальных метеоусловиях				Выбросы в атмосферу									
						Первый режим			Второй режим			Третий режим			
		г/с	т/год	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
0417	4.0	0.1706667	0.207104	1.7	370.171	0.136533	20	296.137	0.1024	40	222.102	0.068267	60	148.068	
0418	4.0	0.0274667	0.2226368	0.3	59.5742	0.021973	20	47.6594	0.01648	40	35.7445	0.010987	60	23.8297	
площадка	Есен														
0812	4.0	0.1706667	0.4081459	1.7	376.684	0.136533	20	301.347	0.1024	40	226.01	0.068267	60	150.674	
0821	4.0	0.0274667	0.1558458	0.3	60.6226	0.021973	20	48.4981	0.01648	40	36.3735	0.010987	60	24.249	
0822	4.0	0.0549333	0.066791	0.5	121.245	0.043947	20	96.9961	0.03296	40	72.7471	0.021973	60	48.4981	
РМЦ Вахтовый поселок															
1006	10.0	0.04664	0.12496	0.5	155.986	0.037312	20	124.789	0.027984	40	93.5916	0.018656	60	62.3944	
КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"															
0901	4.0	0.3140267	2.691072	3.1	693.098	0.251221	20	554.479	0.188416	40	415.859	0.125611	60	277.239	
0902	4.0	0.3140267	2.691072	3.1	693.098	0.251221	20	554.479	0.188416	40	415.859	0.125611	60	277.239	
0903	4.0	0.5973333	2.26048	5.9	1318.39	0.477867	20	1054.71	0.3584	40	791.036	0.238933	60	527.357	
0904	4.0	0.4642133	2.26048	4.6	1024.58	0.371371	20	819.664	0.278528	40	614.748	0.185685	60	409.832	
0905	4.0	0.73216	2.637312	7.2	1615.97	0.585728	20	1292.78	0.439296	40	969.584	0.292864	60	646.39	
0906	4.0	0.3140267	2.399488	3.1	693.097	0.251221	20	554.477	0.188416	40	415.858	0.125611	60	277.239	
0907	4.0	0.3140267	2.399488	3.1	693.098	0.251221	20	554.479	0.188416	40	415.859	0.125611	60	277.239	
0908	4.0	0.2133333	1.362688	2.1	470.855	0.170667	20	376.684	0.128	40	282.513	0.085333	60	188.342	
0909	6.0	0.01568	0.2472	0.2	84.5591	0.012544	20	67.6473	0.009408	40	50.7354	0.006272	60	33.8236	
6 9 0 6	2.0	0.01424	0.03744	0.1		0.011392	20		0.008544	40		0.005696	60		
6907	2.0	0.01424	0.03744	0.1		0.011392	20		0.008544	40		0.005696	60		

**Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для  
объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год**

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.9

Характеристика выбросов вредных веществ в атмосферу в периоды НМУ на 2023 год

Мангистауская область..., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Выбросы в атмосферу													Примечание Метод контроля на источнике
		При нормальных метеоусловиях				Выбросы в атмосферу									
						Первый режим			Второй режим			Третий режим			
		г/с	т/год	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Всего:		10.107822	31.384852			8.086258			6.064693			4.043129			
В том числе по градациям высот															
0-10		8.4238906	28.58314	83.4		6.739112			5.054334			3.369556			
10-20		1.6839313	2.8017129	16.6		1.347145			1.010359			0.673573			
***Азотная кислота (5) (0302)															
м-е Долинное, ГЗУ 0132	3.5	0.0004	0.00072	50	2.88063	0.00032	20	2.30451	0.00024	40	1.72838	0.00016	60	1.152251	
м-е Аксаз, ГЗУ 0251	3.5	0.0004	0.00072	50	2.88063	0.00032	20	2.30451	0.00024	40	1.72838	0.00016	60	1.15225	
Всего:		0.0008	0.00144			0.00064			0.00048			0.00032			
В том числе по градациям высот															
0-10		0.0008	0.00144	100		0.00064			0.00048			0.00032			1
***Аммиак (32) (0303)															
м-е Долинное, ГЗУ 0132	3.5	0.0000394	0.00008	50	0.28345	0.000031	20	0.22676	0.000024	40	0.17007	0.000016	60	0.11338	
м-е Аксаз, ГЗУ 0251	3.5	0.0000394	0.00008	50	0.28345	0.000031	20	0.22676	0.000024	40	0.17007	0.000016	60	0.11338	
Всего:		0.0000787	0.00016			0.000063			0.000047			0.000031			
В том числе по градациям высот															
0-10		0.0000787	0.00016	100		0.000063			0.000047			0.000031			1
***Азот II) оксид (Азота оксид) (6) (0304 )															
м-е Долинное, ГЗУ 0101	9.0	0.00552	0.04392	0.1	35.822	0.004416	20	28.6576	0.003312	40	21.4932	0.002208	60	14.3288	

**Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для  
объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год**

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.9

Характеристика выбросов вредных веществ в атмосферу в периоды НМУ на 2023 год

Мангистауская область..., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Выбросы в атмосферу													Примечание Метод контроля на источнике
		При нормальных метеоусловиях				Выбросы в атмосферу									
						Первый режим			Второй режим			Третий режим			
		г/с	т/год	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
0113	18.0	0.1099664	0.1095318	2.1	21.1899	0.087973	20	16.9519	0.06598	40	12.7139	0.043987	60	8.47596	
0128	9.0	0.00552	0.04392	0.1	21.3127	0.004416	20	17.0502	0.003312	40	12.7876	0.002208	60	8.5251	
м-е Аксаз, ГЗУ															
0201	9.0	0.0005904	0.004688		1.84381	0.000472	20	1.47505	0.000354	40	1.10629	0.000236	60	0.73752	
0210	14.0	0.0683582	0.0727217	1.3	288.582	0.054687	20	230.865	0.041015	40	173.149	0.027343	60	115.433	
м-е Аксаз, УУГ															
0211	14.0	0.0005904	0.004688		9.63744	0.000472	20	7.70995	0.000354	40	5.78246	0.000236	60	3.85497	
м-е Кариман															
0301	9.0	0.00668	0.05304	0.1	19.5657	0.005344	20	15.6526	0.004008	40	11.7394	0.002672	60	7.82629	
0303	9.0	0.00668	0.05304	0.1	22.4472	0.005344	20	17.9577	0.004008	40	13.4683	0.002672	60	8.97887	
0305	9.0	0.00668	0.05304	0.1	22.4472	0.005344	20	17.9577	0.004008	40	13.4683	0.002672	60	8.97887	
0307	9.0	0.00668	0.05304	0.1	20.8615	0.005344	20	16.6892	0.004008	40	12.5169	0.002672	60	8.34461	
0309	7.0	0.001516	0.012064		14.2288	0.001213	20	11.383	0.00091	40	8.53729	0.000606	60	5.69152	
0311	7.0	0.001516	0.012064		14.2288	0.001213	20	11.383	0.00091	40	8.53729	0.000606	60	5.69152	
0313	7.0	0.001516	0.012064		13.6839	0.001213	20	10.9471	0.00091	40	8.21033	0.000606	60	5.47355	
0315	7.0	0.001516	0.012064		13.6839	0.001213	20	10.9471	0.00091	40	8.21033	0.000606	60	5.47355	
0317	7.0	0.001516	0.012064		13.6839	0.001213	20	10.9471	0.00091	40	8.21033	0.000606	60	5.47355	
0319	7.0	0.001516	0.012064		13.6839	0.001213	20	10.9471	0.00091	40	8.21033	0.000606	60	5.47355	
0321	7.0	0.001516	0.012064		13.6839	0.001213	20	10.9471	0.00091	40	8.21033	0.000606	60	5.47355	
0323	7.0	0.001516	0.012064		13.6839	0.001213	20	10.9471	0.00091	40	8.21033	0.000606	60	5.47355	
0329	14.0	0.0549822	0.0603042	1	233.351	0.043986	20	186.681	0.032989	40	140.011	0.021993	60	93.3405	
0337	7.0	0.001516	0.012064		13.6839	0.001213	20	10.9471	0.00091	40	8.21033	0.000606	60	5.47355	
0339	7.0	0.001516	0.012064		13.6839	0.001213	20	10.9471	0.00091	40	8.21033	0.000606	60	5.47355	
0341	7.0	0.001516	0.012064		13.6839	0.001213	20	10.9471	0.00091	40	8.21033	0.000606	60	5.47355	
0343	7.0	0.001516	0.012064		13.6839	0.001213	20	10.9471	0.00091	40	8.21033	0.000606	60	5.47355	
0347	4.0	0.0044633	0.0361785	0.1	10.5385	0.003571	20	8.43079	0.002678	40	6.32309	0.001785	60	4.21539	
0350	7.0	0.001516	0.012064		13.6839	0.001213	20	10.9471	0.00091	40	8.21033	0.000606	60	5.47355	
0359	7.0	0.001516	0.012064		13.6839	0.001213	20	10.9471	0.00091	40	8.21033	0.000606	60	5.47355	
0361	7.0	0.001516	0.012064		13.6839	0.001213	20	10.9471	0.00091	40	8.21033	0.000606	60	5.47355	

*Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для  
объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год*

ЭРА v3.0 ТОО "Мунай Энерджи Групп "

Таблица 3.9

Характеристика выбросов вредных веществ в атмосферу в периоды НМУ на 2023 год

Мангистауская область, ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Выбросы в атмосферу													Примечание Метод контроля на источнике
		При нормальных метеоусловиях				Выбросы в атмосферу									
						Первый режим			Второй режим			Третий режим			
		г/с	т/год	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
0363	7.0	0.001516	0.012064		13.6839	0.001213	20	10.9471	0.00091	40	8.21033	0.000606	60	5.47355	
0365	7.0	0.001516	0.012064		13.6839	0.001213	20	10.9471	0.00091	40	8.21033	0.000606	60	5.47355	
0375	7.0	0.001516	0.012064		13.6839	0.001213	20	10.9471	0.00091	40	8.21033	0.000606	60	5.47355	
0378	7.0	0.001516	0.012064		13.6839	0.001213	20	10.9471	0.00091	40	8.21033	0.000606	60	5.47355	
0380	7.0	0.00668	0.05304	0.1	60.2957	0.005344	20	48.2366	0.004008	40	36.1774	0.002672	60	24.1183	
0383	4.0	0.1248	0.0336544	2.3	173.281	0.09984	20	138.625	0.07488	40	103.969	0.04992	60	69.3124	
м-е Северный Кариман															
0417	4.0	0.0277333	0.0336544	0.5	60.1528	0.022187	20	48.1222	0.01664	40	36.0917	0.011093	60	24.0611	
0418	4.0	0.0044633	0.0361785	0.1	9.68081	0.003571	20	7.74465	0.002678	40	5.80849	0.001785	60	3.87233	
площадка Есен															
0812	4.0	0.0277333	0.0663237	0.5	61.2111	0.022187	20	48.9689	0.01664	40	36.7267	0.011093	60	24.4845	
0821	4.0	0.0044633	0.0253249	0.1	9.85117	0.003571	20	7.88093	0.002678	40	5.9107	0.001785	60	3.94047	
0822	4.0	0.0089267	0.0108535	0.2	19.7023	0.007141	20	15.7619	0.005356	40	11.8214	0.003571	60	7.88093	

**Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для  
объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год**

ЭРА v3.0 ТОО "Мунай Энерджи Групп "

Таблица 3.9

Характеристика выбросов вредных веществ в атмосферу в периоды НМУ на 2023 год

Мангистауская область, ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Выбросы в атмосферу													Примечание Метод контроля на источнике
		При нормальных метеоусловиях				Выбросы в атмосферу									
						Первый режим			Второй режим			Третий режим			
		г/с	т/год	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	г/с	%	мг/м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
РМЦ Вахтовый поселок															
1006	10.0	0.007584	0.02032	0.1	25.3645	0.006067	20	20.2916	0.00455	40	15.2187	0.003034	60	10.1458	
КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"															
0901	4.0	0.0510293	0.4372992	1	112.628	0.040823	20	90.1028	0.030618	40	67.5771	0.020412	60	45.0514	
0902	4.0	0.0510293	0.4372992	1	112.628	0.040823	20	90.1028	0.030618	40	67.5771	0.020412	60	45.0514	
0903	4.0	0.0970667	0.367328	1.8	214.239	0.077653	20	171.391	0.05824	40	128.543	0.038827	60	85.6956	
0904	4.0	0.0754347	0.367328	1.4	166.494	0.060348	20	133.195	0.045261	40	99.8966	0.030174	60	66.5977	
0905	4.0	0.118976	0.4285632	2.2	262.596	0.095181	20	210.077	0.071386	40	157.557	0.04759	60	105.038	
0906	4.0	0.0510293	0.3899168	1	112.628	0.040823	20	90.1026	0.030618	40	67.5769	0.020412	60	45.0513	
0907	4.0	0.0510293	0.3899168	1	112.628	0.040823	20	90.1028	0.030618	40	67.5771	0.020412	60	45.0514	
0908	4.0	0.0346667	0.2214368	0.6	76.5139	0.027733	20	61.2111	0.0208	40	45.9084	0.013867	60	30.6056	
0909	6.0	0.002548	0.04016		13.7408	0.002038	20	10.9927	0.001529	40	8.24451	0.001019	60	5.49634	
Всего:		5.3482387	9.6030455			4.278591			3.208943			2.139295			
В том числе по градациям высот															
0-10		5.0745997	9.1477722	94.8		4.05968			3.04476			2.02984			
10-20		0.273639	0.4552733	5.2		0.218911			0.164183			0.109456			
***Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163) (0316)															
м-е Долинное, ГЗУ															
0132	3.5	0.0001056	0.00016	12.4	0.76049	0.000084	20	0.60839	0.000063	40	0.45629	0.000042	60	0.30419	
м-е Аксаз, ГЗУ															
0251	3.5	0.0001056	0.00016	12.4	0.76049	0.000084	20	0.60839	0.000063	40	0.45629	0.000042	60	0.30419	
6901	2.0	0.0084	0.0003024	47.9		0.00672	20		0.00504	40		0.00336	60		
6902	2.0	0.0084	0.0003024	47.9		0.00672	20		0.00504	40		0.00336	60		
6904	2.0	0.0001046	0.0002144	0.6		0.000084	20		0.000063	40		0.000042	60		
6905	2.0	0.0001046	0.0002144	0.6		0.000084	20		0.000063	40		0.000042	60		
Всего:		0.0175403	0.0011398			0.014032			0.010524			0.007016			
В том числе по градациям высот															
0-10		0.0175403	0.0011398	100		0.014032			0.010524			0.007016			1
В С Е Г О ПО предприятию															
		234.01335				187.2107	20	1	140.408	40	1	93.60534	60	1	1

## **6. КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ**

В соответствии с Экологическим Кодексом РК природопользователи обязаны проводить производственный экологический контроль.

Контроль за соблюдением нормативов ПДВ должен осуществляться в соответствии с рекомендациями РНД 211.3.01.06-97 (ОНД-90).

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность по результатам контроля возлагается на руководителя предприятия. Результаты контроля заносятся в журналы учета, включаются в технические отчеты предприятия, и учитываются при оценке его деятельности.

Мониторинг эмиссий и мониторинг воздействия проводится аккредитованной лабораторией, выбираемой на основании тендера.

Контроль выбросов осуществляется силами предприятия, либо организацией, привлекаемой предприятием на договорных началах.

Контроль за состоянием воздушного бассейна должен обеспечивать

- систематические данные о выбросах;
- исходные данные к отчетности предприятия;
- информацию к оценке соблюдения установленных норм выбросов и к анализу причин, вызывающих превышение норм.

Производственный мониторинг воздушного бассейна, как элемент производственного экологического контроля, включает в себя следующие направления деятельности:

- наблюдение за параметрами технологических процессов (операционный мониторинг);
- наблюдения за источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением нормативов НДВ (мониторинг эмиссий);
- оценку состояния атмосферного воздуха (мониторинг воздействия).

Контроль за источниками выбросов проводится следующими способами:

- расчетными методами с использованием действующих в РК методик по расчету выбросов;
- методом непосредственного измерения в газоходах;
- прямыми замерами концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны и в подфакельной зоне.

Контроль за соблюдением установленных величин ПДВ осуществляется в соответствии с Программой производственного экологического контроля.

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на границе СЗЗ проводится в соответствии с Программой производственного экологического контроля.

Операционный мониторинг (мониторинг производственного процесса) включает в себя наблюдения за параметрами технологических процессов, обеспечивающих работу в штатном режиме, для подтверждения того, что показатели деятельности организации находятся в диапазоне, который считается целесообразным для надлежащей эксплуатации и соблюдения условий тех.регламента данного производства. Эти параметры обычно отслеживаются датчиками давления, температур, влажности, освещения и т.д.

Содержание операционного мониторинга определяется природопользователем.

**Мониторинг эмиссий**

Мониторинг эмиссий загрязняющих веществ в атмосферу на источниках выбросов выполняется для контроля соблюдения установленных нормативов.

Мониторинг эмиссий загрязняющих веществ в атмосферу выполняется следующими методами:

■ метод прямого измерения концентраций загрязняющих веществ в отходящих газах с помощью автоматических газоанализаторов либо инструментального отбора проб отходящих газов с последующим анализом в стационарной лаборатории. Этот метод используется для мониторинга эмиссий на наиболее крупных организованных источниках выбросов (дымовые трубы котельных, печей подогрева, выхлопные трубы газовых и дизельных генераторов);

■ расчетный метод с использованием методик по расчету выбросов ЗВ в атмосферу утвержденных МООС РК. Этот метод применяется для расчета неорганизованных и передвижных источников, источников продувочных операций, дренажных емкостей, емкостей хранения ГСМ, печей и дизельных генераторов малой мощности, а также выбросов от мелких организованных источников.

Контроль за соблюдением нормативов ПДВ проводится на источниках выбросов загрязняющих веществ (выхлопных трубах) в точках, специально оборудованных пробоотборниками. Контроль следует проводить в соответствии с аттестованными методиками. Все источники, выбрасывающие вещество, подлежащее контролю, делятся на две категории. К 1-ой категории относятся источники, вносящие наиболее существенный вклад в загрязнение воздуха и для которых при:

$St_{max}/ПДК > 0,5$  выполняется условие  $M / ПДК \cdot H > 0,01$

где  $St_{max}$  - максимальная разовая концентрация загрязняющего вещества, мг/м<sup>3</sup>;  $M$  - максимальный разовый выброс из источника, г/с.

$H$  - высота источника, м (при  $H < 10$  м принимается для  $H = 10$  м).

Источники первой категории, вносящие наиболее существенный вклад в загрязнение воздуха, подлежат систематическому контролю не реже 1 раза в квартал. Все остальные источники относятся ко второй категории и контролируются эпизодически 1 раз в год. В число обязательно контролируемых веществ должны быть включены основные загрязняющие вещества - окислы азота, серы диоксид, углеводороды, оксид углерода, сажа.

При проведении контрольных замеров на дымовых трубах необходимо контролировать и параметры газовой смеси (температуру, скорость, объем), которые, наряду с объемом выбросов, определяют максимальные концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.

На всех неорганизованных источниках выбросов контроль проводится расчетным методом, и они не приведены в графике контроля.

Мониторинг эмиссий на передвижных источниках выбросов осуществляется путем систематического контроля за состоянием топливной системы двигателей транспорта и ежегодной проверке на токсичность отработавших газов. Определение объемов выбросов выполняется расчетным методом по расходу топлива.

План-график контроля выбросов на каждом источнике и контрольных точках с указанием методов контроля представлен в таблице 3.10.

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "Мунай Энерджи Групп"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область, ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0101	м-е Долинное, ГЗУ	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*) Метан (727*)	1 раз/кварт		0.0425 0.0069 0.00174	518.26851 84.142416 21.218522	Сторонняя организация На договорной основе	Замеры
0102	м-е Долинное, ГЗУ				0.0278	339.00858		
0105	м-е Долинное, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0278 1.1092	339.00858 6271472.8	Сторонняя организация На договорной основе	Расчеты
					0.142 0.0525	14231.802 5261.7577		
					0.000686 0.000333	68.753634 33.374577		
0106	м-е Долинное, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.000431	43.196525	Сторонняя организация На договорной основе	Расчеты
					9.29 3.436	656409.42 242779.63		
					0.0449 0.0218	3172.5278 1540.3364		
					0.0282	1992.5453		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "Мунай Энерджи Групп"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область, ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0107	м-е Долинное, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			9.29	3861174		
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			3.436	1428094.1		
		Бензол (64)			0.0449	18661.648		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)			0.0218	9060.6667		
		Метилбензол (349)			0.0282	11720.679		
0108	м-е Долинное, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			6.63	2755606.4		
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			2.45	1018285.9		
		Бензол (64)			0.032	13300.061		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)			0.01556	6467.1548		
		Метилбензол (349)			0.02013	8366.5698		
0109	м-е Долинное, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			6.63	2755606.4		
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			2.45	1018285.9		
		Бензол (64)			0.032	13300.061		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)			0.01556	6467.1548		
		Метилбензол (349)			0.02013	8366.5698		
0110	м-е Долинное, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			6.63	2755606.4		
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			2.45	1018285.9		
		Бензол (64)			0.032	13300.061		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)			0.01556	6467.1548		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "Мунай Энерджи Групп "

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область, ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0111	м-е Долинное, ГЗУ	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.01556	6467.1548		
					0.02013	8366.5698		
					6.63	2755606.4		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			2.45	1018285.9		
0112	м-е Долинное, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.032	13300.061		
		Бензол (64)			0.01556	6467.1548		
0113	м-е Долинное, ГЗУ	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.02013	8366.5698		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.236489	62164.413		
0114	м-е Долинное, УПГ	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			1.4438	309.809556		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.2346	50.3402977		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			1.2031	258.160324		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			2.96914	637.115905		
0115	м-е Долинное, УПГ	Метан (727*)			0.3008	64.5454456		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.000048	0.8192205		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.000048	38.214422		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "Мунай Энерджи Групп"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область, ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0116	м-е Долинное, УПГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.03613	28663.567		
0117	м-е Долинное, УПГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.022664	15816.492		
0118	м-е Долинное, УПГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.045327	6215.083		
0119	м-е Долинное, УПГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.022664	3107.61		
0121	м-е Долинное, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.014781	1576.6733		
0122	м-е Долинное, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.591222	156340.29		
0123	м-е Долинное, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.236489	45308.523		
0124	м-е Долинное, УПГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.017648	559.49284		
0125	м-е Долинное, УПГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.017648	559.49284		
0126	м-е Долинное, УПГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.017648	559.49284		
0127	м-е Долинное, УПГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.017648	559.49284		
0128	м-е Долинное, ГЗУ	Азота (IV) диоксид Азота диоксид)			0.0425	308.34995		
		Азот II) оксид (Азота оксид) (6)			0.0069	50.061521		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.00174	12.62421		
		Углерод оксид (Оксид углерода,			0.0278	201.69714		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "Мунай Энерджи Групп"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область, ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0129 0130	м-е Долинное, ГЗУ м-е Долинное, ГЗУ	Угарный газ (584) Метан (727*)			0.0278	201.69714		
		Метан (727*)			1.1092	8116.3641		
					0.142	4777.8164		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0525	1766.4462		
0131	м-е Долинное, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.000686	23.081564		
		Бензол (64)			0.000333	11.204316		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.000431	14.501682		
					5.045098	1003585.3		
0132	м-е Долинное, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0000131	0.1047078		
		Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)			0.0005	3.9964817		
		Азотная кислота (5)			0.0000492	0.3932538		
		Аммиак (32)			0.000132	1.0550712		
		Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)			0.0000267	0.2134121		
		Серная кислота (517)			0.000246	1.966269		
		Бензол (64)			0.0000811	0.6482293		
		Метилбензол (349)			0.000493	3.940531		
		Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)						
		Этанол (Этиловый спирт) (667)			0.00167	13.348249		
		Пропан-2-он (Ацетон) (470)			0.000637	5.0915177		
		Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)			0.000192	1.534649		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0201	М-е Аксаз, ГЗУ	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.00454	26.64281		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.000738	4.3309237		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.000456	2.6760179		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.0091	53.402988		
		Метан (727*)			0.0091	53.402988		
0202	М-е Аксаз, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.2841501	2072.5079		
0203	М-е Аксаз, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.017311	548.80896		
0204	М-е Аксаз, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.017311	548.80896		
0207	М-е Аксаз, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			15.12	151538.48		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			5.59	56025.141		
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)						
		Бензол (64)			0.073	731.63422		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.03546	355.39383		
					0.0459	460.02754		
					0.1577	5256.0042		
0208	М-е Аксаз, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0583	1943.0884		
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)						
		Бензол (64)			0.000762	25.396799		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-			0.00037	12.331779		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источниках выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0209	м-е Аксаз, ГЗУ	изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.000479 2.319717	15.964654 483217.46		
0210	м-е Аксаз, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.4184	5001.3398		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный)			0.0627 0.3216	749.48376 3844.24206		
0211	м-е Аксаз, УУГ	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			2.96614 0.08042 0.00454	35455.7219 961.299585 82.252867		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)			0.000738 0.000456 0.0091 0.0091 0.2565	13.37062 8.2615214 164.86808 164.86808 1870.8361		
0212	м-е Аксаз, УУГ							
0213	м-е Аксаз, УУГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.4396	8384.4318		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0214	м-е Аксаз, УУГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.003544	9892.9843		
0215	м-е Аксаз, УУГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.003544	9892.9843		
0216	м-е Аксаз, УУГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.007732	815.41483		
0218	м-е Аксаз, УУГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.000479	12.420215		
0219	м-е Аксаз, УУГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.000479	12.420215		
0220	м-е Аксаз, УУГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.000082	3.030003		
0221	м-е Аксаз, УУГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.00097	243.14958		
0222	м-е Аксаз, УУГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.000082	2.1463995		
0223	м-е Аксаз, УУГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0000003	5.8932218		
0224	м-е Аксаз, УУГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0000003	5.8932218		
0225	м-е Аксаз, УУГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0000003	0.000595		
0226	м-е Аксаз, УУГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			4.6129	6535.0847		
0227	м-е Аксаз, УУГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			4.6129	841230.36		
0228	м-е Аксаз, Промысловый газопровод	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			1.648175	18633.021		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0229	Актау-Карьер №5 м-е Аксаз, Промысловый газопровод Актау-Карьер №5	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			1.648175	18633.021		
0230	м-е Аксаз, Промысловый газопровод Актау-Карьер №5	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			1.648175	18633.021		
0231	м-е Аксаз, Промысловый газопровод Актау-Карьер №5	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.000927	2057.3248		
0250	м-е Аксаз, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.1577	5053.3885		
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.0583	1868.1836		
0251	м-е Аксаз, ГЗУ	Бензол (64)			0.000762	24.417768		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.00037	11.856397		
		Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*) Азотная кислота (5)			0.000479	15.349227		
		Аммиак (32)			0.0000131	0.1047078		
		Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)			0.0005	3.9964817		
		Серная кислота (517)			0.0000492	0.3932538		
		Бензол (64)			0.000132	1.0550712		
					0.0000267	0.2134121		
					0.000246	1.966269		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0256	м-е Аксаз, ГЗУ	Метилбензол (349)			0.0000811	0.6482293		
		Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)			0.000493	3.940531		
0301	м-е Кариман	Этанол (Этиловый спирт) (667)			0.00167	13.348249		
		Пропан-2-он (Ацетон) (470)			0.000637	5.0915177		
0302	м-е Кариман	Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)			0.000192	1.534649		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0889	648.41064		
0303	м-е Кариман	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.0514	282.90282		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.00835	45.957948		
0303	м-е Кариман	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.002056	11.316113		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.03283	180.69454		
0303	м-е Кариман	Метан (727*)			0.03283	180.69454		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.2565	1870.8361		
0303	м-е Кариман	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.0514	324.56621		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.00835	52.726222		
0303	м-е Кариман	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.002056	12.982648		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.03283	207.30561		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0304	м-е Кариман	Метан (727*)			0.03283 0.2565	207.30561 1692.8171		
0305	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.0514	324.56621		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.00835 0.002056	52.726222 12.982648		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.03283	207.30561		
0306	м-е Кариман	Метан (727*)			0.03283 0.2565	207.30561 1870.8361		
0307	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.0514	301.63886		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.00835 0.002056	49.001643 12.065554		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.03283	192.66155		
0308	м-е Кариман	Метан (727*)			0.03283 0.2565	192.66155 1870.8361		
0309	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.01166	229.69942		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый,			0.001895 0.000514	37.331081 10.125686		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0310	м-е Кариман	Сернистый газ, Сера (IV) оксид (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)				161.73518		
0311	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.00821 0.00821 0.2565	161.73518 4892.1901		
0312	м-е Кариман	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)			0.001895 0.000514	37.331081 10.125686		
0313	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.01166	229.69942		
0314	м-е Кариман	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.001895 0.000514 0.00821 0.00821 0.2565	35.901386 9.7378956 155.5411 155.5411 5196.7692		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0315	м-е Кариман	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.01166	220.90246		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.001895	35.901386		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.000514	9.7378956		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.00821	155.5411		
		Метан (727*)			0.00821	155.5411		
0316	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.2565	3836.6202		
0317	м-е Кариман	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.01166	220.90246		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.001895	35.901386		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.000514	9.7378956		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.00821	155.5411		
		Метан (727*)			0.00821	155.5411		
0318	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.2565	3836.6202		
0319	м-е Кариман	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.01166	220.90246		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.001895	35.901386		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.000514	9.7378956		
		Углерод оксид (Окись углерода,			0.00821	155.5411		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0320	м-е Кариман	Угарный газ (584) Метан (727*)			0.00821 0.2565	155.5411 3836.6202		
0321	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.01166	220.90246		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.001895 0.000514	35.901386 9.7378956		
0322	м-е Кариман	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)			0.00821 0.00821 0.2565	155.5411 155.5411 3836.6202		
0323	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.01166	220.90246		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.001895 0.000514	35.901386 9.7378956		
0324	м-е Кариман	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)			0.00821 0.00821 0.2565	155.5411 155.5411 3836.6202		
0325	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных			6.63 2.45	829134.81 306392.2		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0326	м-е Кариман	С6-С10 (1503*) Бензол (64)			0.032	4001.8573		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.01556	1945.9031		
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.02013	2517.4184		
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			6.63	829134.81		
0327	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			2.45	306392.2		
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.032	4001.8573		
		Бензол (64)			0.01556	1945.9031		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.02013	2517.4184		
0328	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			6.63	829134.81		
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			2.45	306392.2		
		Бензол (64)			0.032	4001.8573		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.01556	1945.9031		
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.02013	2517.4184		
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			6.63	829134.81		
		Бензол (64)			2.45	306392.2		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.032	4001.8573		
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.01556	1945.9031		
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.02013	2517.4184		
		Бензол (64)			6.63	829134.81		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			2.45	306392.2		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0329	м-е Кариман	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.42294003	5082.5714		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.06872776	825.91791		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0.35245002	4235.4761		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.00330797	39.752635		
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0.00000282	0.033855		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			3.52450024	42354.761		
		Метан (727*)			0.08811251	1058.8691		
0330	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.1577	5256.0042		
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0583	1943.0884		
		Бензол (64)			0.000762	25.396799		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.00037	12.331779		
		Метилбензол (349)			0.000479	15.964654		
0331	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.1577	5256.0042		
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0583	1943.0884		
		Бензол (64)			0.000762	25.396799		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.00037	12.331779		
					0.000479	15.964654		
0337	м-е Кариман	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.01166	220.90246		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0338	м-е Кариман	(4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)			0.001895 0.000514	35.901386 9.7378956		
0339	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.00821 0.2565	155.5411 3836.6202		
0340	м-е Кариман	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)			0.001895 0.000514	35.901386 9.7378956		
0341	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.00821 0.2565	155.5411 3836.6202		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.01166	220.90246		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.001895 0.000514	35.901386 9.7378956		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.00821	155.5411		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0342	м-е Кариман	Метан (727*)			0.00821 0.2565	155.5411 3836.6202		
0343	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.01166	220.90246		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.001895 0.000514	35.901386 9.7378956		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)			0.00821 0.00821 0.2565	155.5411 155.5411 3836.6202		
0344	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.03433333	81.362219		
0347	м-е Кариман	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.00557917 0.00291667	13.221361 6.9118391		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.00458333	10.861461		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) Формальдегид (Метаналь) (609)			0.03 0.00000005 0.000625	71.093201 0.0001284 1.4811084		
		Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель			0.015	35.5466		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0349	м-е Кариман	РПК-265П) (10)			0.29754	4450.4795		
0350	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.01166	220.90246		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.001895 0.000514	35.901386 9.7378956		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)			0.00821 0.00821 0.2565	155.5411 155.5411 3836.6202		
0351	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)						
0359	м-е Кариман	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.01166	220.90246		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.001895 0.000514	35.901386 9.7378956		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)			0.00821 0.00821 0.2565	155.5411 155.5411 3836.6202		
0360	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)						
0361	м-е Кариман	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.01166	220.90246		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый,			0.001895 0.000514	35.901386 9.7378956		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0362	м-е Кариман	Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)				155.5411		
0363	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.00821 0.00821 0.2565	3836.6202		
0364	м-е Кариман	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)			0.001895 0.000514	35.901386 9.7378956		
0365	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.01166	220.90246		
0369	м-е Кариман	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.001895 0.000514 0.00821 0.00821 0.2565	35.901386 9.7378956 155.5411 3836.6202		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0371	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.000444	14.076089		
0372	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.000444	14.076089		
0375	м-е Кариман	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.01166	220.90246		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.001895	35.901386		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.000514	9.7378956		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.00821	155.5411		
		Метан (727*)			0.00821	155.5411		
0376	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.2565	3836.6202		
0378	м-е Кариман	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.01166	220.90246		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.001895	35.901386		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.000514	9.7378956		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.00821	155.5411		
		Метан (727*)			0.00821	155.5411		
0379	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.2565	3836.6202		
0380	м-е Кариман	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.0514	973.78956		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.00835	158.19344		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0381	м-е Кариман	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.002056	38.951583		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.03283	621.97493		
		Метан (727*)			0.03283	621.97493		
0383	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.2565	3836.6202		
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.96	1337.8134		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.156	217.39468		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0.0625	87.097226		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.15	209.03334		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.775	1080.0056		
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.0000015	0.0020903		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0.015	20.903334		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0.3625	505.16391		
0402	м-е Северный Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.2662	3981.7088		
0404	м-е Северный Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.2662	3981.7088		
0406	м-е Северный Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.2662	3981.7088		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0408	м-е Северный Кариман	C1-C5 (1502*)			0.2662	3981.7088		
0410	м-е Северный Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.2662	3981.7088		
0411	м-е Северный Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.013233	197.93371		
0412	м-е Северный Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.00351	52.501048		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0013	19.444833		
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.000017	0.2542786		
		Бензол (64)			0.000008	0.1196605		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.000011	0.1645332		
0417	м-е Северный Кариман	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.21333333	464.40845		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.03466667	75.466374		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0.01388889	30.234925		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.03333333	72.563821		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.17222222	374.91307		
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.00000033	0.0007256		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0.00333333	7.256382		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)			0.08055556	175.36257		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0418	м-е Северный Кариман	(в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.03433333	74.740573		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0.00557917 0.00291667	12.145343 6.3493206		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.00458333	9.9775036		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.03	65.307297		
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.00000005	0.0001179		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0.000625	1.3605687		
		Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)			0.015	32.653649		
0806	площадка Есен	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			6.63	829134.81		
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			2.45	306392.2		
		Бензол (64)			0.032	4001.8573		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.01556	1945.9031		
0807	площадка Есен	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.02013 0.142	2517.4184 4732.7368		
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0525	1749.7795		
		Бензол (64)			0.000686	22.863785		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.000333	11.098601		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0808	площадка Есен	Метилбензол (349)			0.000431	14.364856		
					0.00351	438.95372		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0013	162.57545		
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)						
0809	площадка Есен	Бензол (64)			0.000017	2.1259867		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.000008	1.0004643		
					0.000011	1.3756384		
					6.63	829134.81		
0810	площадка Есен	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			2.45	306392.2		
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)						
		Бензол (64)			0.032	4001.8573		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.01556	1945.9031		
0811	площадка Есен				0.02013	2517.4184		
					0.142	4732.7368		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0525	1749.7795		
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)						
0811	площадка Есен	Бензол (64)			0.000686	22.863785		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.000333	11.098601		
		Метилбензол (349)			0.000431	14.364856		
					0.00351	438.95372		
0811	площадка Есен	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)						
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0013	162.57545		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0812	площадка Есен	Бензол (64)			0.000017	2.1259867		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.000008	1.0004643		
		Метилбензол (349)			0.000011	1.3756384		
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.21333333	472.57963		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.03466667	76.794191		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0.01388889	30.766903		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.03333333	73.840568		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.17222222	381.5096		
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.00000033	0.0007383		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0.00333333	7.3840567		
0815	площадка Есен	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)			0.08055556	178.44804		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			6.63	829134.81		
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			2.45	306392.2		
		Бензол (64)			0.032	4001.8573		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.01556	1945.9031		
		Смесь углеводородов предельных			0.02013	2517.4184		
					0.142	4732.7368		
0816	площадка Есен	Смесь углеводородов предельных						

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0817	площадка Есен	C1-C5 (1502*)			0.0525	1749.7795		
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.000686	22.863785		
		Бензол (64)			0.000333	11.098601		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.000431	14.364856		
					0.00351	438.95372		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0013	162.57545		
0818	площадка Есен	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.000017	2.1259867		
		Бензол (64)			0.000008	1.0004643		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.000011	1.3756384		
					0.000471	14.932067		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0803	529.95406		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.03433333	76.055785		
0820	площадка Есен	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.00557917	12.359065		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.00291667	6.4610498		
0821	площадка Есен	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0.00458333	10.153078		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.03	66.456511		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)						

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0822	площадка Есен	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.00000005	0.00012		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0.000625	1.3845106		
		Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)			0.015	33.228256		
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.06866667	152.11157		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.01115833	24.71813		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0.00583333	12.922099		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.00916667	20.306156		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.06	132.91302		
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.00000011	0.0002399		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0.00125	2.7690213		
0824	площадка Есен	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0803	529.95406		
					0.0803	529.95406		
0829	площадка Есен	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.39253333	869.54653		
0901	КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.06378667	141.30131		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0902	КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0.02555556	56.611102		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.06133333	135.86664		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.31688889	701.97767		
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.00000061	0.0013586		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0.00613333	13.586664		
		Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)			0.14822222	328.34439		
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0.39253333	869.54653		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.06378667	141.30131		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0.02555556	56.611102		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.06133333	135.86664		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.31688889	701.97767		
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.00000061	0.0013586		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0.00613333	13.586664		
		Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)			0.14822222	328.34439		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля	
					г/с	мг/м3			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
0903	КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0.74666667	1654.0287			
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.12133333	268.77967			
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0.04861111	107.68416			
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.11666667	258.44199			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.60277778	1335.2836			
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.00000117	0.0025845			
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0.01166667	25.844199			
		Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)			0.28194444	624.56814			
0904		КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0.58026667	1285.4166		
			Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.09429333	208.8802		
	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)				0.03777778	83.685977			
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)				0.09066667	200.84634			
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)				0.46844444	1037.7061			
	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)				0.00000091	0.0020085			
	Формальдегид (Метаналь) (609)				0.00906667	20.084635			
	Алканы C12-19 /в пересчете на С/				0.21911111	485.37867			

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0905	КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"	(Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0.9152	2027.3666		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0.14872 0.05958333	329.44708 131.99002		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.143	316.77604		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.73883333	1636.6762		
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.00000143	0.0031678		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0.0143	31.677604		
		Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)			0.34558333	765.54209		
0906	КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0.39253333	869.54461		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0.06378667 0.02555556	141.301 56.610977		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.06133333	135.86635		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.31688889	701.97612		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0907	КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.00000061	0.0013586		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0.00613333	13.586634		
		Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)			0.14822222	328.34367		
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0.39253333	869.54653		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.06378667	141.30131		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0.02555556	56.611102		
0908	КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.06133333	135.86664		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.31688889	701.97767		
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.00000061	0.0013586		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0.00613333	13.586664		
		Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)			0.14822222	328.34439		
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0.26666667	590.72454		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.04333333	95.992738		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0.01736111	38.458629		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)			0.04166667	92.30071		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0909	КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"	(516) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)			0.21527778	476.887		
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0.0196	260.56893		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.003185	42.342452		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0.002043	27.160323		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.048	638.128		
1006	РМЦ Вахтовый поселок	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)			0.1136	1510.2363		
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.0583	337.82693		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.00948	54.933092		
		Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)			0.01297	75.156351		
1007	РМЦ Вахтовый поселок	Метан (727*)			0.01297	75.156351		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.3011	376.41654		
6101	м-е Долинное, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.00291			

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6102	м-е Долинное, ГЗУ м-е	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0011			
					0.000014			
					0.000007			
					0.000009			
					0.1078			
6103	Долинное, ГЗУ м-е Долинное,	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000442			
					0.0000572			
					0.0011			
					0.0004			
					0.0000054			
6104	ГЗУ	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000026			
					0.0000034			
					0.0011			
					0.0004			
					0.0000054			

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6105	м-е Долинное, ГЗУ	Метилбензол (349)			0.0000034			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			
		Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000026			
6106	м-е Долинное, ГЗУ	Метилбензол (349)			0.0000034			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			
		Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000026			
6107	м-е Долинное, ГЗУ	Метилбензол (349)			0.0000034			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			
		Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000026			
6108	м-е Долинное, ГЗУ	Метилбензол (349)			0.0000034			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6111	м-е Долинное, ГЗУ	Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.0000026			
		Метилбензол (349)			0.0000034			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			
6114	м-е Долинное, УПГ	Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.0000026			
		Метилбензол (349)			0.0000034			
6115	м-е Долинное, УПГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.003424			
6116	м-е Долинное, УПГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.006885			
6117	м-е Долинное, УПГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.003504			
6118	м-е Долинное, УПГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.022377			
6119	м-е Долинное, УПГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.005182			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.00027			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0001			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.000001			
		Бензол (64)			0.000001			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.000001			

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6120	м-е Долинное, УПГ	Метилбензол (349)			0.000001			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.000007			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.0000271			
		Бензол (64)			0.0000004			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000002			
6121	м-е Долинное, УПГ	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0000002	0.00027		
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.0001			
		Бензол (64)			0.000001			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.000001			
		Метилбензол (349)			0.000001			
6122	м-е Долинное, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.16898			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.0625			
		Бензол (64)			0.000816			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.000396			
		Метилбензол (349)			0.000513			
6123	м-е Долинное, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0006			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.0002			

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6124	м-е Долинное, ГЗУ	Бензол (64)			0.000003			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.000001			
		Метилбензол (349)			0.000002	0.0503		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				0.0186		
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)						
6126	м-е Долинное, ГЗУ	Бензол (64)			0.000243			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.000118			
		Метилбензол (349)			0.0001527	0.00027		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				0.0001		
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)						
6134	м-е Долинное, ГЗУ	Бензол (64)			0.000001			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.000001			
		Метилбензол (349)			0.000001	0.0011		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				0.0004		
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)						
6135	м-е Долинное, ГЗУ	Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.0000026			
		Метилбензол (349)			0.0000034			
		Смесь углеводородов предельных				0.0011		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
					0.0004			
					0.0000054			
					0.0000026			
					0.0000034			
6136	м-е Долинное, ГЗУ м-е	С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0011			
					0.0004			
					0.0000054			
					0.0000026			
6136	Долинное, ГЗУ м-е Долинное,	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0004			
					0.0011			
					0.0004			
					0.0000054			
					0.0000026			
6145	ГЗУ	Метилбензол (349) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п-			0.0000034			
					0.16898			
					0.0625			

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6146	м-е Долинное, ГЗУ	изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.000513			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0006			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0002			
		Бензол (64)			0.000003			
6147	м-е Долинное, ГЗУ	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.000001			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.000002			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0503			
		Бензол (64)			0.0186			
6148	м-е Долинное, ДНС - нефтепровод	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)			0.000243			
		Метилбензол (349)			0.000118			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0001527			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.16898			
6149	м-е Долинное, ДНС - нефтепровод	Бензол (64)			0.0624978			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0008162			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0003964			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.000513			
					0.003			
					0.0011			

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6201	м-е Аксаз, ГЗУ м-е Аксаз, ГЗУ	С6-С10 (1503*)			0.0000147			
		Бензол (64)			0.0000072			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.0000093			
		Метилбензол (349)			0.00167			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0006191			
6202	м-е Аксаз, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.0000081			
		Бензол (64)			0.0000039			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.0000051			
		Метилбензол (349)			0.00067			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0002488			
6203	м-е Аксаз, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.0000032			
		Бензол (64)			0.0000016			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.000002			
		Метилбензол (349)			0.000002			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0765			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.0081			
		Бензол (64)			0.0081			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.0001			
		Метилбензол (349)			0.0001			

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6204	м-е Аксаз, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			
		Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.0000026			
		Метилбензол (349)			0.0000034			
6205	м-е Аксаз, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			
		Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.0000026			
		Метилбензол (349)			0.0000034			
6206	м-е Аксаз, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			
		Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.0000026			
		Метилбензол (349)			0.0000034			
6207	м-е Аксаз, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			
		Бензол (64)			0.0000054			

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6208	м-е Аксаз, ГЗУ	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000026			
					0.0000034			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
					0.0004			
6209	м-е Аксаз, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0000054			
		Бензол (64)			0.0000026			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000034			
					0.0011			
6210	м-е Аксаз, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0004			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0000054			
		Бензол (64)			0.0000026			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000034			
6214	м-е Аксаз, УУГ				0.0503			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0186			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.000243			
		Бензол (64)			0.000118			
6214	м-е Аксаз, УУГ	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0001527			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.031039			

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6215	м-е Аксаз, УУГ	Нафт-2-ол (бета-Нафтол) (418)			0.065234			
6216	м-е Аксаз, УУГ	2,2'-Оксидиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)			0.006885			
6217	м-е Аксаз, УУГ	2,2'-Оксидиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)			0.005182			
6218	м-е Аксаз, УУГ	2,2'-Оксидиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)			0.005182			
6219	м-е Аксаз, УУГ	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.027359			
6220	м-е Аксаз, УУГ	2,2'-Оксидиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)			0.048149			
6221	м-е Аксаз, УУГ	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.03099			
6222	м-е Аксаз, УУГ	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.005182			
6223	м-е Аксаз, УУГ	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.005182			
6233	м-е Аксаз, ГЗУ	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.00167			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0006191			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)						
		Бензол (64)			0.0000081			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.0000039			
		Метилбензол (349)			0.0000051			
6240	м-е Аксаз, Промысловый газопровод Актау-Карьер №5	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.024099			

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6241	м-е Аксаз, УУГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.008607			
6242	м-е Аксаз, УУГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.006885			
6243	м-е Аксаз, УУГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.006885			
6244	м-е Аксаз, УУГ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.006885			
6301	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.00351			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0013			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.000017			
		Бензол (64)			0.000008			
6302	м-е Кариман	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.000011			
		Метилбензол (349)			0.00351			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0013			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.000017			
6303	м-е Кариман	Бензол (64)			0.000008			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.000011			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.00011			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.00004			
		Бензол (64)			0.000001			

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6304	м-е Кариман	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000003			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0000003			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.00011			
		Бензол (64)			0.00004			
6305	м-е Кариман	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000001			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0000003			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.00011			
		Бензол (64)			0.00004			
6306	м-е Кариман	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000001			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0000003			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.00011			
		Бензол (64)			0.00004			
6307	м-е Кариман	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000003			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.2029			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.0109			
		Бензол (64)			0.0001			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000478			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0000619			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.0011			

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6308	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			
		Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000026			
6309	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			
		Бензол (64)			0.0000054			
6310	м-е Кариман	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000026			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			
6310	м-е Кариман	Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000026			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6311	м-е Кариман	Метилбензол (349)			0.0000034			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			
		Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000026			
6312	м-е Кариман	Метилбензол (349)			0.0000034			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			
		Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000026			
6313	м-е Кариман	Метилбензол (349)			0.0000034			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			
		Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000026			
6314	м-е Кариман	Метилбензол (349)			0.0000034			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6315	м-е Кариман	Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.0000026			
		Метилбензол (349)			0.0000034			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			
6316	м-е Кариман	Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.0000026			
		Метилбензол (349)			0.0000034			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			
6317	м-е Кариман	Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.0000026			
		Метилбензол (349)			0.0000034			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0155			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			
6326	м-е Кариман	Бензол (64)			0.000001			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.000001			
		Метилбензол (349)			0.000001			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.000001			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.01007			

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6327 6338	м-е Кариман м-е Кариман	С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.003725			
		Метанол (Метиловый спирт) (338)			0.00004865 0.00002363 0.0000306 1.183 0.0011			
6339	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0004 0.0000054 0.0000026 0.0000034			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0011 0.0004 0.0000054 0.0000026 0.0000034			
6340	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64)			0.0011 0.0004 0.0000054			

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6341	м-е Кариман	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000026			
					0.0000034			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
					0.0004			
6342	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0000054			
		Бензол (64)			0.0000026			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000034			
					0.01007			
6358	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.003725			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.00004865			
		Бензол (64)			0.00002363			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000306			
6359	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
					0.0004			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0000054			
		Бензол (64)			0.0000026			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000034			
					0.0011			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)						

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6360	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			
		Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000026			
6361	м-е Кариман	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			
		Бензол (64)			0.0000054			
6362	м-е Кариман	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000026			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			
6362	м-е Кариман	Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000026			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6363	м-е Кариман	Метилбензол (349)			0.0000034			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.0004			
		Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000026			
6364	м-е Кариман	Метилбензол (349)			0.0000034			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.0004			
		Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000026			
6365	м-е Кариман	Метилбензол (349)			0.0000034			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.0004			
		Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000026			
6403	м-е Северный Кариман	Метилбензол (349)			0.0000034			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.0004			

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6416	м-е Северный Кариман	Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.0000026			
		Метилбензол (349)			0.0000034			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			
6417	м-е Северный Кариман	Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.0000026			
		Метилбензол (349)			0.0000034			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0195			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0007			
6419	м-е Северный Кариман	Бензол (64)			0.000005			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.000002			
		Метилбензол (349)			0.000003			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			
6420	м-е Северный Кариман	Бензол (64)			0.0000054			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.0000026			
		Метилбензол (349)			0.0000034			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0011			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6422	м-е Северный Кариман	С1-С5 (1502*)			0.0019			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000253 0.0000123 0.0000159 0.0195			
6812	площадка Есен	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0007			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.000005 0.000002 0.000003 0.0178			
6813	площадка Есен	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0066			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.000086 0.000042 0.000054 0.0178			
6814	площадка Есен	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0066			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.000086 0.000042 0.000054 0.0178			
6815	Площадка Есен	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0066			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.000086 0.000042 0.000054 0.0178			
6815	Площадка Есен	Метилбензол (349)			0.000054			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0178			

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6816	площадка Есен	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0066			
		Бензол (64)			0.000086			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.000042			
6817	площадка Есен	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.000054			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.001			
		Бензол (64)			0.0004			
6818	площадка Есен	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0000046			
		Бензол (64)			0.0000022			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000029			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.001			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0004			
		Бензол (64)			0.0000046			
6818	площадка Есен	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000022			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0000029			
		Бензол (64)			0.0178			
6818	площадка Есен	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0066			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0000046			
		Бензол (64)			0.0000022			
6818	площадка Есен	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.000042			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.000086			

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
 на существующее положение

Мангистауская область., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6819	площадка Есен	Метилбензол (349)			0.000054			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0178			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0066			
		Бензол (64)			0.000086			
6820	площадка Есен	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.000042			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.000054			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.001			
		Бензол (64)			0.0004			
6821	площадка Есен	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0000046			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0000022			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0000029			
		Бензол (64)			0.0012			
6822	площадка Есен	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0005			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.0000059			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0000029			
		Бензол (64)			0.0000029			
6822	площадка Есен	Метилбензол (349)			0.0000037			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.00027			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0.0001			



Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6827	площадка Есен	Бензол (64)			0.000001			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.000001			
		Метилбензол (349)			0.000001			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0012			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.0005			
6828	площадка Есен	Бензол (64)			0.0000059			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.0000029			
		Метилбензол (349)			0.0000037			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.00027			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.0001			
6829	площадка Есен	Бензол (64)			0.000001			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.000001			
		Метилбензол (349)			0.000001			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0012			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.0005			
6830	площадка Есен	Бензол (64)			0.0000059			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			0.0000029			
		Метилбензол (349)			0.0000037			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0012			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.00027			



Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6901	КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"	С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349) Пыль неорганическая: 70-20%			0.0001 0.000001 0.000001 0.000001 0.0105			
6902	КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"	двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503) Пыль неорганическая: 70-20%			0.0105			
6903	КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"	двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503) Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Уайт-спирит (1294*)			2.25			
6904	КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"	Взвешенные частицы (116) Железо (II,III)оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) Марганец и его соединения /в			0.75 0.1284 0.000733 0.0002303			



Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6905	КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"	пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды)  неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615) Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503) Железо (II,III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (I V) оксид/  (327) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды)			0.000191  0.0001307  0.0001307  0.000733  0.0002303  0.000191  0.0001307			



Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6 9 0 6	КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"	неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615) Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503) Железо (II,III) оксиды (дижелезо			0.0001307			
		триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.03586			
		триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.000528			
6907	КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Железо (II,III) оксиды (дижелезо			0.0178			
		триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.0176			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.03586			
		триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)			0.000528			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.0178			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.0176			



Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

ЭРА v3.0 ТОО "МУНАЙ ЭНЕРДЖИ ГРУПП"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ нг источников выбросов и на контрольных точках (постек)  
на существующее положение

Мангистауская область.., ТОО "Емир-Ойл" на 2023 год.

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6908	КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0.0001			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0879			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.0325			
		Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0004 0.0001			
6909	КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0.0003 0.0001			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.0879			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			0.0325			
		Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.0004 0.0001 0.0003			
6910	КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)			0.0194			
6911	КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)			0.0008			
7002	РМЦ Вахтовый поселок	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			0.05164			



## 7. РАСЧЁТ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ВЫБРОСЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В ВОЗДУШНУЮ СРЕДУ ОТ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ

Для компенсации неизбежного ущерба естественным ресурсам, в соответствии с Экологическим кодексом РК №400-VI ЗРК от 02.01.2021 г., вводятся экономические методы воздействия на предприятия по охране окружающей среды. В качестве таких мер с предприятия взимается плата за пользование природными ресурсами и плата за эмиссии в окружающую среду.

Платежи за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу рассчитываются согласно Кодексу Республики Казахстан - О налогах и других обязательных платежах в бюджет (Налоговый кодекс) - ст. 576.

Ставки платы определяются исходя из размера месячного расчетного показателя, установленного на соответствующий финансовый год законом о республиканском бюджете (далее - МРП). Ставка МРП на 2022 г. составляет 3063 тенге.

Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ производился по утвержденным ставкам платы за эмиссии в окружающую среду, представленным в таблицах 7.1, 7.2., 7.3

Таблица 7.1. Ставки платы за выбросы ЗВ от стационарных источников

№ п/п	Виды загрязняющих веществ	Ставки платы за 1 тонну (МРТ)	Ставки платы за 1 килограмм (МРТ)
1.	Окислы серы	20	
2.	Окислы азота	20	
3.	Пыль и зола	10	
4.	Свинец и его соединения	3986	
5.	Сероводород	124	
6.	Фенолы	332	
7.	Углеводороды	0,32	
8.	Формальдегид	332	
9.	Окислы углерода	0,32	
10.	Метан	0,02	
11.	Сажа	24	
12.	Окислы железа	30	
13.	Аммиак	24	
14.	Хром шестивалентный	798	
15.	Окислы меди	598	
16.	Бенз(а)пирен		996,6

Ставки платы за выбросы загрязняющих веществ от сжигания попутного и (или) природного газа в факелах, осуществляемого в установленном законодательством Республики Казахстан порядке

№ п/п	Виды загрязняющих веществ	Ставки платы за 1 тонну (МРП)
1.	Углеводороды	44,6
2.	Окислы углерода	14,6
3.	Метан	0,8
4.	Диоксид серы	200
5.	Диоксид азота	200
6.	Сажа	240
7.	Сероводород	1240
8.	Меркаптан	199320

Расчет платежей за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников приведен в общей таблице 7.3.



Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир - Ойл» на 2023 год

Расчёт платы за выбросы ЗВ в атмосферу от стационарных источников  
2023 год

Код	Наименование загрязняющих веществ	Ставка платы	МРП	Выбросы на 2023 г, т/год	Палата в тенге
123	Железо (II, III) оксиды	19 811	3450	0,191408	17 588
143	Марганец и его соединения	0	3450	0,003718	0
150	Натрий гидроксид	0	3450	0,000048	0
301	Азота диоксид	2 176 285	3450	31,54036601	1 932 163
302	Азотная кислота	0	3450	0,0018	0
303	Аммиак	17	3450	0,0002	15
304	Азота оксид	352 561	3450	5,10957448	313 013
316	Гидрохлорид	0	3450	0,00192	0
322	Серная кислота	0	3450	0,000098	0
328	Углерод (Сажа)	160 685	3450	1,94063608	142 660
330	Сера диоксид	339 583	3450	4,9214931719	301 491
333	Сероводород	686	3450	0,0016024802	609
337	Углерод оксид	30 517	3450	27,6423	28 775
342	Фтористые газообразные соединения	0	3450	0,000784	0
344	Фториды неорганические плохо растворимые	0	3450	0,000536	0
410	Метан	4 304	3450	3,89876992	3 821
415	Углеводороды C1-C5	461 092	3450	417,656	411 562
416	Углеводороды C6-C10	160 872	3450	145,71728	142 826
602	Бензол (64)	2 099	3450	1,9012858	1 864
616	Диметилбензол	1 096	3450	0,993099	973
621	Метилбензол	1 314	3450	1,1904833	1 167
703	Бенз/а/пирен	148 816	3450	0,0000432823	132 123
0906	Тетрахлорметан	2	3450	0,0018	2
1023	2,2'-Оксидиэтанол	2 277	3450	2,062406	2 021
1032	Нафт-2-ол	2 271	3450	2,057227	2 016
1052	Метанол	101	3450	0,0917	90
1061	Этанол	7	3450	0,0062	6
1325	Формальдегид	453 462	3450	0,3958986	402 596
1401	Ацетон	3	3450	0,0024	2
1555	Этановая кислота	1	3450	0,0008	1
2752	Уайт-спирит	25	3450	0,0225	22
2754	Углеводороды C12-19	10 512	3450	9,5214884	9 333
2902	Взвешенные частицы	133	3450	0,00385	118
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	45	3450	0,001292	40
ВСЕГО:				651,632	4 328 576

## **Перечень используемых источников**

1. «Экологический кодекс РК» от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.
2. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду, утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов от 10 марта 2021 года № 63.
3. Рекомендации по оформлению и содержанию проектов нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для предприятия РК. РНД 211.2.02.02-97.
4. Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарнозащитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.
5. "Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г. п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час.
6. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005.
7. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №13 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
8. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
9. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №13 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.