

Утверждаю:
Генеральный директор
АО «Кристалл Менеджмент»
Сайзинұлы Д.
_____ 202_ год



**Проект
нормативов допустимых выбросов (НДВ)
загрязняющих веществ в атмосферу для
источников выбросов на период
разработки месторождения Караколь
АО «Кристалл Менеджмент»
на 2027год**

Директор
ИП «ЭКО-ОРДА»



Эбдиев С.Б.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Государственная Лицензия № 02468Р выдана Комитетом экологического регулирования и контроля МООС и водных ресурсов РК от 08.04.2019 года на выполнение работ в области природоохранного нормирования и проектирования

Исполнитель:	Должность:
Әбдиев С.Б.	Директор ИП «ЭКО-ОРДА»
Данные разработчика:	
Республика Казахстан, 120000, г. Кызылорда, мрн. Сырдария дом 20, кв. 39 Телефоны: 8777 785 13 46 e-mail: ecoorda@bk.ru	

АННОТАЦИЯ

В настоящем проекте нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ содержится оценка уровня загрязнения атмосферного воздуха вредными выбросами на период разработки месторождения Караколь АО «Кристалл Менеджмент» и даны предложения по нормативам допустимых выбросов (НДВ) на 2027год.

Недропользователем месторождения Караколь является АО «Кристалл Менеджмент», имеющее лицензию на недропользование по нефтедобывающим месторождениям, имеющим различное территориальное размещение и этапы разработки.

Для месторождения Караколь было получено Экологическое Разрешение на воздействие для объектов I категории №KZ69VCZ14406947 от 15.08.2025г. со сроком действия разрешения: 15.08.2025г.-31.12.2025г.

В связи истечением срока действия Экологического Разрешения на воздействие для объектов I категории разрабатывается проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) с установлением нормативов эмиссий на период разработки месторождения Караколь на 2027год, а также с изменением условий природопользования.

На основании результатов проведенных исследовательских работ и технического задания АО «Кристалл Менеджмент» была разработана корректировка проектной документации на 2027год:

- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Караколь с технологическими показателями на 2027г.»;
- Протокол ЦККР РК №17/7 от 04.09.2025г.;
- Разрешение на сжигание сырого газа в факелах №KZ70VPC00027614 от 20.10.2025г., в объеме- 0,257842 млн. м3, период действия разрешения: 01.01.2026г.-31.12.2026г.

Программа развития переработки сырого газа месторождения Караколь с технологическими показателями разработки на 2027год (Далее – «Программа»), разрабатывается в связи с завершением трехлетней программы, а также с завершением срока действия разрешения на сжигание сырого газа, до 31.12.2025 года.

Данная «Программа» выполнена по утвержденным технологическим показателям запасов, добычи нефти и газа с учетом следующих проектных документов:

- «Анализ разработки месторождения Караколь» (по состоянию изученности на 01.10.2024 года) с утверждением технологических показателей по второму рекомендуемому варианту на 2024-2027г.г. (Протокол ЦКРР РК 58/5 от 19.12.2024г.).

Согласно п.3 ст.147 Кодекса Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года «О недрах и недропользовании»: «Недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду обязаны разрабатывать по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме программы развития переработки сырого газа. Программы развития переработки сырого газа подлежат утверждению уполномоченным органом в области углеводородов и должны обновляться каждые три года».

В рамках настоящего документа проведен анализ существующего положения на промысле, обоснованы объемы сжигания сырого газа на факельной установке.

По решению департамента экологии по Кызылординской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 24 августа 2021 года определено, что месторождение Северный Майбулак, Сулутабан, Бестобе и Караколь АО «Кристалл Менеджмент», как объект оказывающий негативное воздействие на окружающую среду, относится к I-ой категории.

Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) на 2027год выполнен ИП «ЭКО-ОРДА», имеющая государственную лицензию №02468Р выданную Комитетом

экологического регулирования и контроля МООС и водных ресурсов РК от 08.04.2019 года на выполнение работ в области природоохранного нормирования и проектирования.

Работа выполнена в соответствии с Экологическим Кодексом Республики Казахстан, требованиями нормативно-методических документов по охране окружающей среды, СНИПами, ГОСТами, регламентирующими и отражающими требования по охране окружающей среды.

По результатам проведенной инвентаризации источников выбросов загрязняющих веществ АО «Кристалл Менеджмент» на месторождении Караколь выявлено:

- в 2027 году - 67 источников вредных выбросов в атмосферу, 49 из которых являются организованными, 18 неорганизованные (в том числе ЗРА и ФС 9 ед. не нормируется).

Организованные источники предприятия представлены: трубами факела, печи подогрева нефти, дизельгенератор, накопительная емкость для нефтепродуктов, автоналивная система налива нефти, трубами газопоршневой электростанции;

Неорганизованные источники на предприятии представлены насос перекачки нефти, также выделением углеводородов через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующих арматур: тех блок эксплуатационных скважин. Согласно требованиям промышленной безопасности недопустимо эксплуатировать неисправное оборудование, выбросы от неплотностей ЗРА и ФС приравниваются к аварийным и не подлежат нормированию.

Нормативы выбросов ЗВ представлены без источников ЗРА и ФС, эти источники представлены в Плане технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. Согласно плана технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу суммарные выбросы по углеводородам предельным C1-C5 (1502*) составили:

Таблица 2 - Суммарные выбросы по углеводородам предельным C1-C5(1502*)

№ площадки (наименование площадки)	Год эксплуатации	Суммарные выбросы по углеводородам предельным C1-C5 (1502*)	
		г/с	т/год
ЗРА и ФС по м/р Караколь	на 2027 год	0,10881	1,42722

По проектным данным НДВ на 2027 год источники №ИЗА №0014 (Печь УП-0,2), ИЗ №0015 (Накопительная емкость РГС V-50 м3), ИЗ №0016 (Автоналивная система налива нефти), ИЗ 6004 (Насос перекачки нефти), ИЗ 6013 (Тех блок скв, (ЗРА и ФС) не являются новыми источниками выбросов. Данная скважина К-6 была пробурена (заключение ГЭЭ KZ81VCY00138403 от 05.012.2018г.) и запущена на пробную эксплуатацию на основании Экологического Разрешения на воздействие в ОС от 24.11.2023г. KZ88VCZ03383525, где нормированы данные источники в проекте НДВ загрязняющих веществ в атмосферу от источников выбросов м/р Караколь на 2023-2024 годы.

Согласно проведенным расчетам выбросы загрязняющих веществ в атмосферу суммарные годовые выбросы по м/р Караколь:

- на 2027 год составляет – 70,489 г/с, 206,474 т/год.

На балансе предприятия автотранспортных средств нет.

Нормативы выбросов в атмосферу установлены с учетом фактической максимальной нагрузки оборудования за последние 2-3 года. Фактические выбросы загрязняющих веществ по месторождению Караколь 3 года составляет:

Наименования месторождений	Фактические выбросы, т/год			
	2021	2022	2023	2024
Караколь	252,166	124,35	10,0236	71,408

Прим. * В 2020-2022 годы была проведена пробная эксплуатация месторождения, так как срок пробной эксплуатации выдается на 3 года. Уменьшение объемов выбросов в 2022 и 2023 годах связано с подготовительными работами по переходу с разведочных работ в разработку месторождения Караколь. С 2023 года месторождение переходил на период

разработки, то есть выбросы от стационарных источников на период эксплуатации не осуществлялось. В 2023 году проводились только бурение 3-х скважин и в таблице приведены выбросы от строительства скважин. По финансированию Компании до сегодняшнего дня были поэтапные запуски скважин на пробную эксплуатацию, в связи с этим объемы фактических выбросов уменьшились.

Результатам анализа количества выбросов загрязняющих за последние 2-3 года показывают, что фактические выбросы не превышают нормативные показатели.

Расчеты рассеивания загрязняющих веществ на 2027 год выполнен программным комплексом «Эра» версии 3.0 фирмы НПП «Логос-Плюс», г. Новосибирск. Результаты расчета приземных концентраций загрязняющих веществ в форме изолиний и карт рассеивания, уровней шума и риски здоровья населения представлены в расчетной части проекта.

В границах санитарно-защитной зоны предприятия не размещены: вновь строящиеся жилые застройки, включая отдельные жилые дома; ландшафтно-рекреационные зоны, зоны отдыха, территории курортов, санаториев и домов отдыха; вновь создаваемые и организуемые территории садоводческих товариществ, коллективных или индивидуальных дачных и садово-огородных участков; спортивные сооружения, детские площадки, образовательные и детские организации, лечебно-профилактические и оздоровительные организации общего пользования. В связи этим, данные по режиму использования территории СЗЗ предприятия не представлены.

Загрязнения атмосферы по месторождению Караколь происходит вредными веществами 11 наименований. Основными загрязняющими атмосферу веществами являются: Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4), Азот (II) оксид (Азота оксид), Углерод (Сажа, Углерод черный) (583), Сероводород (Дигидросульфид) (518), Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ), Метан (727*), Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*), Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*), Бензол (64), Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров), Метилбензол (349).

В настоящем проекте критерием качества атмосферного воздуха служит соотношение $C/ПДК < 1$. Степень загрязнения атмосферы оценивается по величинам максимальных приземных концентраций. См. Селитебная зона вблизи территории месторождений отсутствует, постов наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха в указанном районе нет.

Анализ результатов расчетов рассеивания загрязняющих веществ показывает, что концентрация вредных веществ в атмосферном воздухе на границе СЗЗ не превышают 1 ПДК, следовательно, производственная деятельность не влечет за собой негативных последствий по изменению качества атмосферного воздуха. Вблизи месторождения селитебная зона отсутствует.

Расчет платы за эмиссии в окружающую среду произведен на основании и соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан от 02.01.2021 года №400-VI ЗРК и Кодексом Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» от 25.12.2017 года № 121-VI ЗРК (п.2 ст.576). Ставки платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу определяются исходя из размера месячного расчетного показателя (МРП), установленного на соответствующий финансовый год законом о республиканском бюджете. В 2027 году с 1 января МРП составляет 4235 тенге.

СОДЕРЖАНИЕ

2	Список исполнителей	2
3	Аннотация	3
4	Содержание	7
5	Введение	8
6	Общие сведения об операторе	9
6.1.	Почтовый адрес оператора объекта, количество площадок, взаиморасположение объекта	9
6.2.	Карта-схема предприятия с нанесенными на нее источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	12
6.3.	Ситуационная карта-схема района размещения объекта	15
7	Характеристика оператора как источника загрязнения атмосферы	21
7.1.	Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования	21
7.2.	Краткая характеристика существующих установок очистки газов, укрупненный анализ их технического состояния и эффективности работы	24
7.3.	Оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования	24
7.4.	Перспектива развития производства	25
7.5.	Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДС	25
7.6.	Характеристика аварийных и залповых выбросов	48
7.7.	Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу	49
7.8.	Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/год), принятых для расчета НДС	52
8	Проведение расчетов рассеивания и предложения по нормативам допустимых выбросов	53
8.1.	Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ	55
8.2.	Результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы на существующие положение и с учетом перспективы развития	56
8.3.	Предложения по нормативам допустимых выбросов (НДС) по каждому источнику и ингредиенту	75
8.4.	Обоснование возможности достижения нормативов с учетом использования малоотходной технологии и других планируемых технологий	95
8.5.	Уточнение границ области воздействия объекта	96
8.6.	Данные о пределах области воздействия	98
8.7.	Документы (материалы), свидетельствующие об учете специальных требований (при их наличии) к качеству атмосферного воздуха для данного района	98
9	Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеоусловиях (НМУ)	99
9.1.	План мероприятий по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период НМУ	100
9.2.	Обобщённые данные о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу в период НМУ	100
9.3.	Краткая характеристика мероприятий. Обоснование возможного диапазона регулирования выбросов по каждому мероприятию	100
10	Контроль соблюдения нормативов допустимых выбросов	101
10.1.	Программа производственного экологического контроля	102
10.2.	Контроль за соблюдением нормативов	103
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	127
	ПРИЛОЖЕНИЯ	
	Результаты расчета приземных концентраций загрязняющих веществ в форме изолинии и карт рассеивания расчет риска здоровью населения от загрязнения атмосферного воздуха	133
	Расчетная часть	
1	Бланк инвентаризации выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и их источников	137
2	Расчет выбросов вредных веществ в атмосферный воздух	174

ВВЕДЕНИЕ

В настоящем проекте даны предложения по нормативам допустимых выбросов на 2027год от источников выбросов вредных веществ в атмосферу месторождения Караколь расположенных на территории Кызылординской (части Кармакшинского, Жалагашского, Сырдарьинского районов), Карагандинской (часть Улытауского района) и Актюбинской (часть Иргизского района) областей Республики Казахстан (рисунок 1).

Целью разработки проекта является установление нормативов НДВ для источников вредных выбросов на период разработки месторождения Караколь АО «Кристалл Менеджмент» на 2027год.

Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) вредных веществ в атмосферу на производственную деятельность месторождения Караколь, разработан на основании нормативно – правовых актов Республики Казахстан, базовыми из них являются следующие:

- Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI «Экологический кодекс Республики Казахстан»;

- РНД 211.2.02-97 «Рекомендации по оформлению и содержанию проектов нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу (НДВ) для предприятий Республики Казахстан»;

- Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168. Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах;

- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» утвержденные Приказом Исполняющий обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.

- «Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду. Приказ от 10 марта 2021года № 63».

Исходными данными для разработки проекта нормативов НДВ, в том числе, являются сведения отраженные в:

- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Караколь на 2026-2028 г.г.

При выполнении настоящей работы проведена инвентаризация источников выбросов в соответствии с требованиями «Инструкции по инвентаризации выбросов вредных веществ в атмосферу» (приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 19 июля 2021 г. № 262), сборника методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу от различных производств.

Расчеты уровня загрязнения атмосферы, создаваемые источниками вредных выбросов месторождения Караколь АО «Кристалл Менеджмент» выполнены программным комплексом ЭРА, версия 3.0 фирмы НПП «Логос-Плюс», г. Новосибирск.

Адрес заказчика:

АО «Кристалл Менеджмент»

РК, г. Алматы, ул. Байзакова, 280, МФК

«Almaty Towers», 21 эт.

Адрес исполнителя:

ИП «ЭКО-ОРДА»

РК, 120000, г. Кызылорда,

мрн. Сырдария дом 20, кв. 39.

6. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ОПЕРАТОРЕ

6.1. Почтовый адрес оператора объекта, количество площадок, взаиморасположение объекта

Наименование предприятия: АО «Кристалл Менеджмент».

Юридический адрес: Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Байзакова, 280, МФК «Almaty Towers», 21 эт.

БИН: 071240002008.

Вид деятельности: Разработка месторождения нефтегазовых месторождений.

Контрактный участок АО «Кристалл Менеджмент» расположен на территории Кызылординской (части Кармакшинского, Жалагашского, Сырдарьинского районов), Карагандинской (части Улытауского района) и Актюбинской (части Иргизского района) областей Республики Казахстан (рис. 1.1).

Месторождение Караколь находится на территории листа L-41-XI, в Жалагашском районе Кызылординской области Республики Казахстан. В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Торгайской низменности.

На контрактной территории имеется достаточно хорошо развитая инфраструктура на соседних месторождениях Майбулак и Арыскуп, принадлежащим АО «ПКР» (5-10 км от месторождений С.Майбулак, Караколь и Бестобе), которые на сегодня загружены только до 20 % мощности подготовки и транспортировки товарной нефти в год. При подсоединении к имеющейся инфраструктуре товарная нефть может быть загружен на экспортный нефтепровод Казахстан-Китай и ШНОС. От Блока А до промысла месторождения Нуралы ТОО СП КГМ расстояние в среднем составляет до 153 км. Также на юге проходит республиканский магистральный газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент». Ближайшими станциями железной и автомобильной дороги являются Торетам и Жосалы, расположенные соответственно в 75 и 90 км на юг от южной границы участка и административно относящиеся к Кызылординской области. Расстояние до ближайшего областного центра города Кызылорда 180 км, г. Жезказган - в 250 км к северо-востоку.

Планируемая добыча на блоке А обеспечит объемами на несколько десятков лет высвобождающуюся или простаивающую инфраструктуру соседних компаний-недропользователей: ПСН «Майбулак» мощностью 3000 куб.м/сут с нефтепроводом от Майбулака до Арыскума, ЦППН «Арыскума» мощностью 6000 куб.м/сут, нефтепровод «Арыскуп-Кумколь» и «Арыскуп-Джусалы» с нефтяным терминалом на Джусалах, ЦППН и УПГ компании «Тургай Петролеум» и др. Соответственно, наличие указанной инфраструктуры сокращает размер капитальных затрат в собственную инфраструктуру на блоке А. На юго-востоке в 100 км расположено месторождение Кумколь, промышленное освоение которого начато в 1990 году.

В орографическом отношении район работ представляет собой низменную равнину с отметками рельефа от 60 до 130 м, осложненную возвышенным плато с отметками 200-230 м над уровнем моря.

Растительный покров представлен типичной для пустынь и полупустынь растительностью: саксаулом, чием, серой полынью, ковыльными и прочими представителями мелкотравья. В низинах увлажненные места густо зарастают тростником, камышом и осокой. Животный мир и виды насекомых характерны для степной зоны Средней Азии, приспособившиеся к резко континентальной засушливой среде. Он достаточно разнообразен и тесно связан с ландшафтной зональностью.

Климат района – резко континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальная температура летом достигает +30° - +35°С, минимальная зимой -35° - -40°С. Осадки выпадают неравномерно, главным образом, в зимне-весенний период. Их среднегодовое количество не превышает –150 мм.

Для района месторождения характерны сильные ветры: летом западные и юго-западные, в остальное время года – северные и северо-восточные, в зимнее время часты метели и бураны. Водные артерии на площади месторождения отсутствуют.

Для технического водоснабжения используются слабоминерализованная вода альбских и

сеноманских горизонтов, залегающих на глубине от 70 до 500 м.

Район - не сейсмоактивный.

Характеристика фонда скважин

По состоянию на 01.08.2025 г. общий фонд скважин месторождения составляет 9, из них:

- К-1, К-6, КМ-7, К-8 и К-10 на продуктивный горизонт Ю-IV-2_2;
- К-2, К-3, К-4, К-5 на продуктивный горизонт Ю-III.

Таблица 1- Характеристика фонда скважин месторождения Караколь на 01.08.2025 г.

№п/п	Наименование	Горизонт		В целом по месторождению
		Ю-III	Ю-IV-2-2	
1	В эксплуатационном фонде	4	5	9
2	В том числе:			
3	действующие	4 (К-2, К-3, К-4, К-5)	2 (К-8, К-10)	6
4	в простое	-	-	0
5	бездействующие	-	-	0
6	В консервации	-	3 (К-1, К-6, КМ-7)	3
7	В испытании	-	-	-

Таблица 6.1-Техническое состояние скважин месторождения Караколь

Скважина	Категория	Год бурения	Глубина, м		Горизонт	
			проект	факт	проект	факт
КМ-7	Поисковая	2017	2 100	2 350	J ₁	Pz
К-1	Опережающая добывающая	2019	1 950	1 953	J ₁	J ₁
К-2	Опережающая добывающая	2019	1 950	2 000	J ₁	J ₁
К-6	Оценочная	2019	2 112	2 140	J ₁	J ₁
К-3	Добывающая	2024	1 950	1 960	J ₁	J ₁
К-4	Добывающая	2024	1900	1975	J ₁	J ₁
К-5	Добывающая	2024	1900	1950	J ₁	J ₁
К-8	Добывающая	2024	1900	1950	J ₁	J ₁
К-10	Добывающая	2024	1900	1950	J ₁	J ₁

продолжение таблицы 6.1

Конструкция скважины					
направление			кондуктор		
диаметр, мм	глубина, м	ВПЦ, м	диаметр, мм	глубина, м	ВПЦ, м
426	46,2	До устья	323,9	240,5	До устья
426	49,0	До устья	323,9	253,5	До устья
426	46,3	До устья	323,9	245,6	До устья
426	45,7	До устья	323,9	245,8	До устья
426	57,22	До устья	323,9	251,78	До устья
426	55	До устья	323,9	250	До устья
426	47	До устья	323,9	254	До устья
426	57,6	До устья	323,9	251,48	До устья
426	50	До устья	323,9	251,4	До устья

окончание таблицы 6.1

Конструкция скважины						Состояние скважины
техническая колонна			эксплуатационная колонна			
диаметр, мм	глубина, м	ВПЦ, м	диаметр, мм	глубина, м	ВПЦ, м	
244,5	1 100,9	До устья	177,8	2339,6	До устья	В набл. фонде
244,5	1 100,0	До устья	168,3	1951,2	До устья	В набл. фонде
244,5	1 100,7	До устья	168,3	1997,3	До устья	В добыче
244,5	1 100,4	До устья	168,3	2135,2	До устья	В набл. фонде
244,5	1102,5	До устья	168,3	1950	До устья	В набл. фонде
244,5	1098	До устья	168,3	1974,79	До устья	В набл. фонде

244,5	1098	До устья	168,3	1900	До устья	В набл. фонде
244,5	1092,08	До устья	168,3	1950	До устья	В набл. фонде
244,5	1098	До устья	168,3	1950	До устья	В набл. фонде

Прогноз добычи нефти и газа в рамках утвержденных проектных документов по месторождению

В настоящее время месторождение Караколь разрабатывается согласно «Анализа разработки месторождения Караколь» (по состоянию изученности на 01.10.2024 года) с утверждением технологических показателей по второму рекомендуемому варианту на 2024-2027г.г. (Протокол ЦККР РК №3/4-1 от 14.03.2025г.);

Прогнозные технологические показатели разработки месторождения на 2027год, представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Технологические показатели добычи нефти и газа месторождения

Год	Добыча нефти,	Газовый фактор,	Добыча газа,
	т/год	м ³ /т	м ³
2026	67 500	207,81	14 027 000

Примечание: Данные объемы приняты согласно «Анализа разработки месторождения Караколь» (по состоянию изученности на 01.10.2024 года) с утверждением технологических показателей по второму рекомендуемому варианту на 2024-2027г.г. (Протокол ЦККР РК 58/5 от 19.12.2024г.)

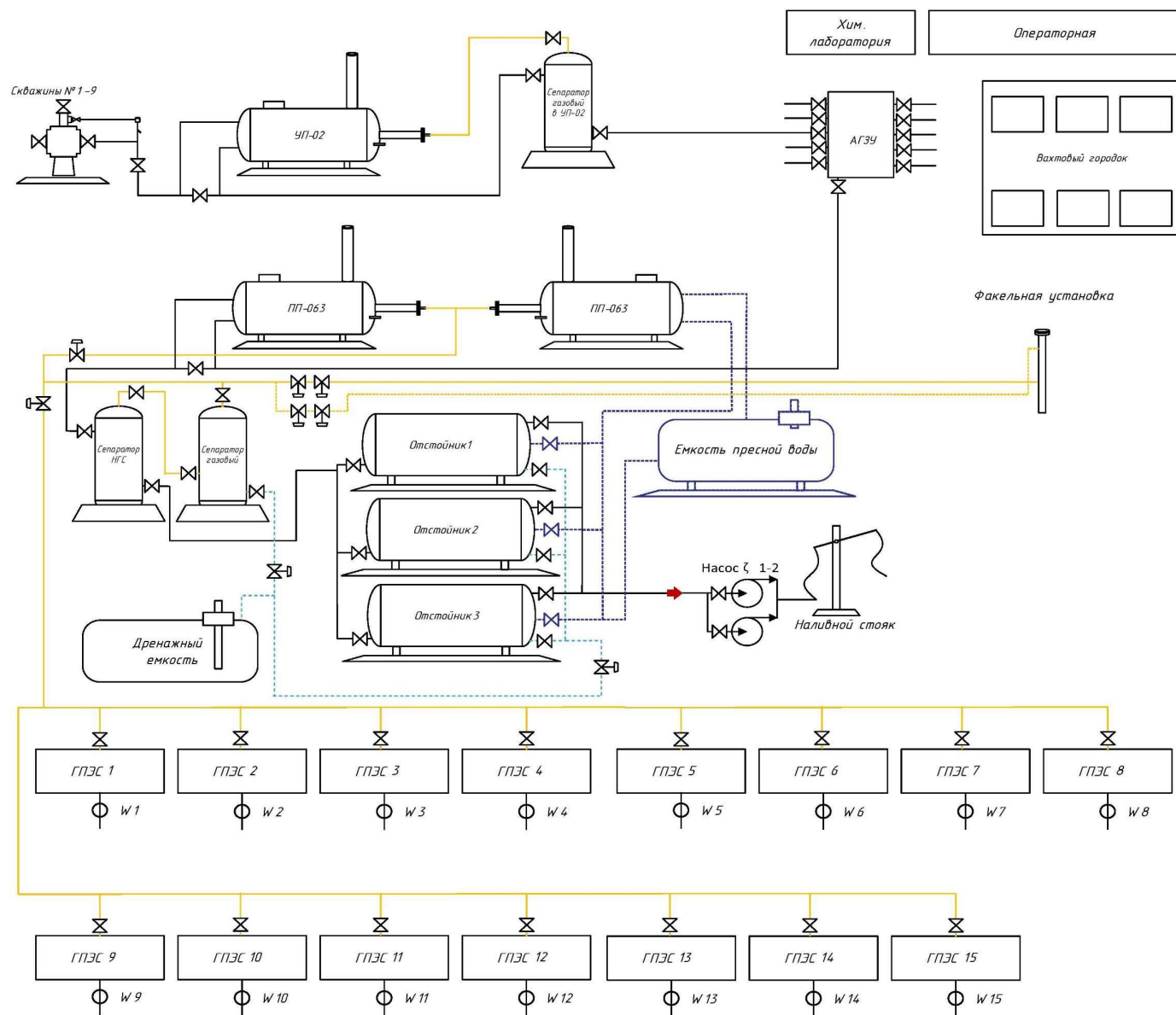


Рис. 1 Карта-схема предприятия с нанесенными на нее источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Принципиально-технологическая схема УПН "Караколь"

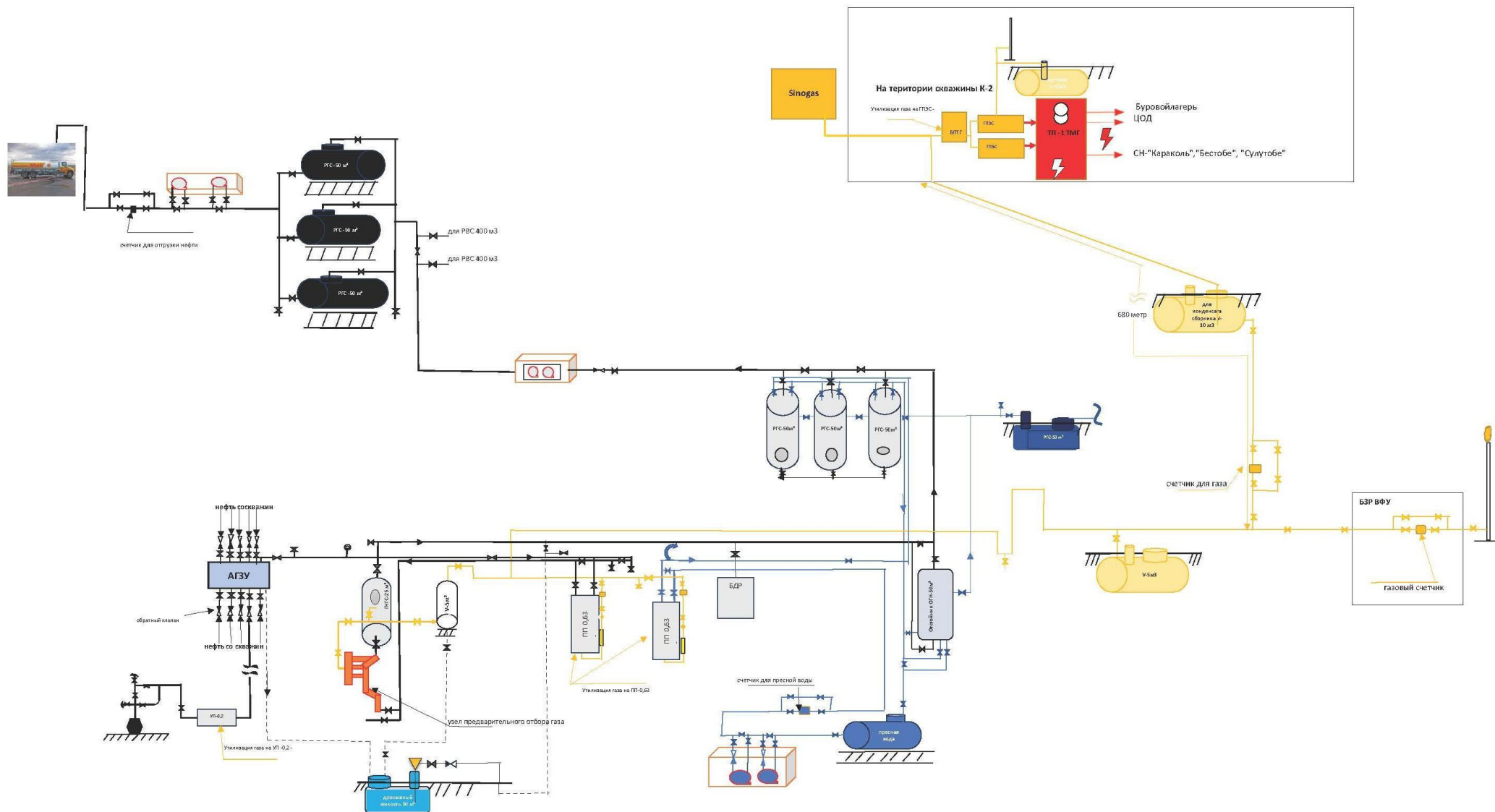


Рис.2 Принципиально-технологическая схема УПН м/р Караколь

Таблица 6.1 -Баланс сырого газа месторождения Караколь.

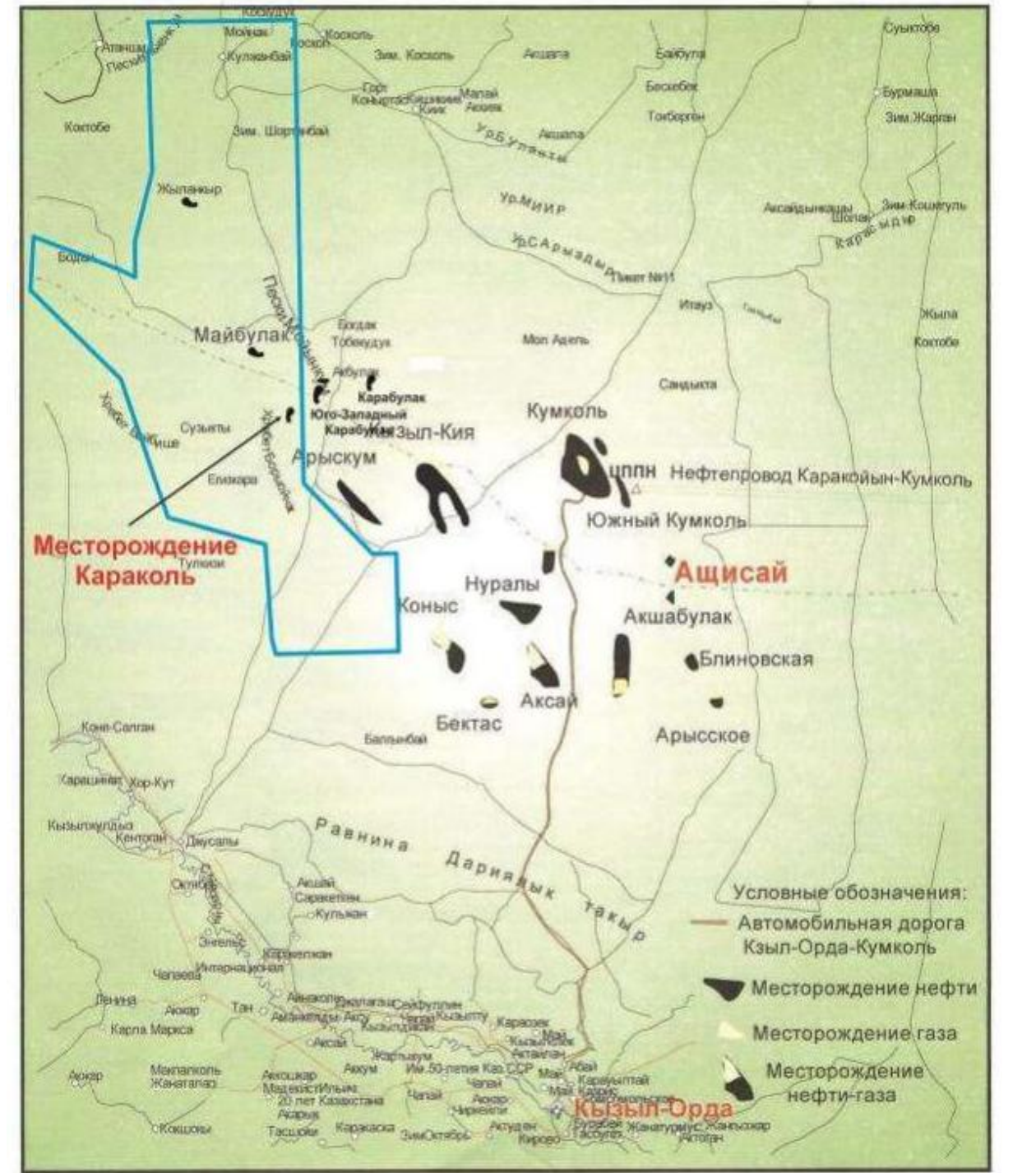
Период	Добыча газа, м³	Использование газа на собственные нужды, м³				Технологически неизбежное сжигание сырого газа, м³					Утилизация газа
		Печи ПП-0,63	Печи УП-0,2	ГПЭС	ИТОГО						
						V₆	V₇	V₈	V₉	Vᵥ	%
2026	14 027 000	754 426	1 143 180	11 871 552	13 769 158	0,0	257 842,0	0,0	0,0	257 842,0	98,16

Примечание:

- 1) Данные объемы попутного газа приняты согласно «Анализа разработки месторождения Караколь» по состоянию на 01.10.2024 года.
- 2) Расход сырого газа на собственные нужды принят не превышающим паспортные данные.

В районе размещения объекта и на прилегающей территории не расположены зоны заповедников, музеев, памятников архитектуры и т.п.

Ситуационная карта-схема района размещения объекта с указанием на ней селитебных территорий, зон отдыха (территории заповедников, музеев, памятников архитектуры), санаториев, домов отдыха представлена на рисунке 1.1.



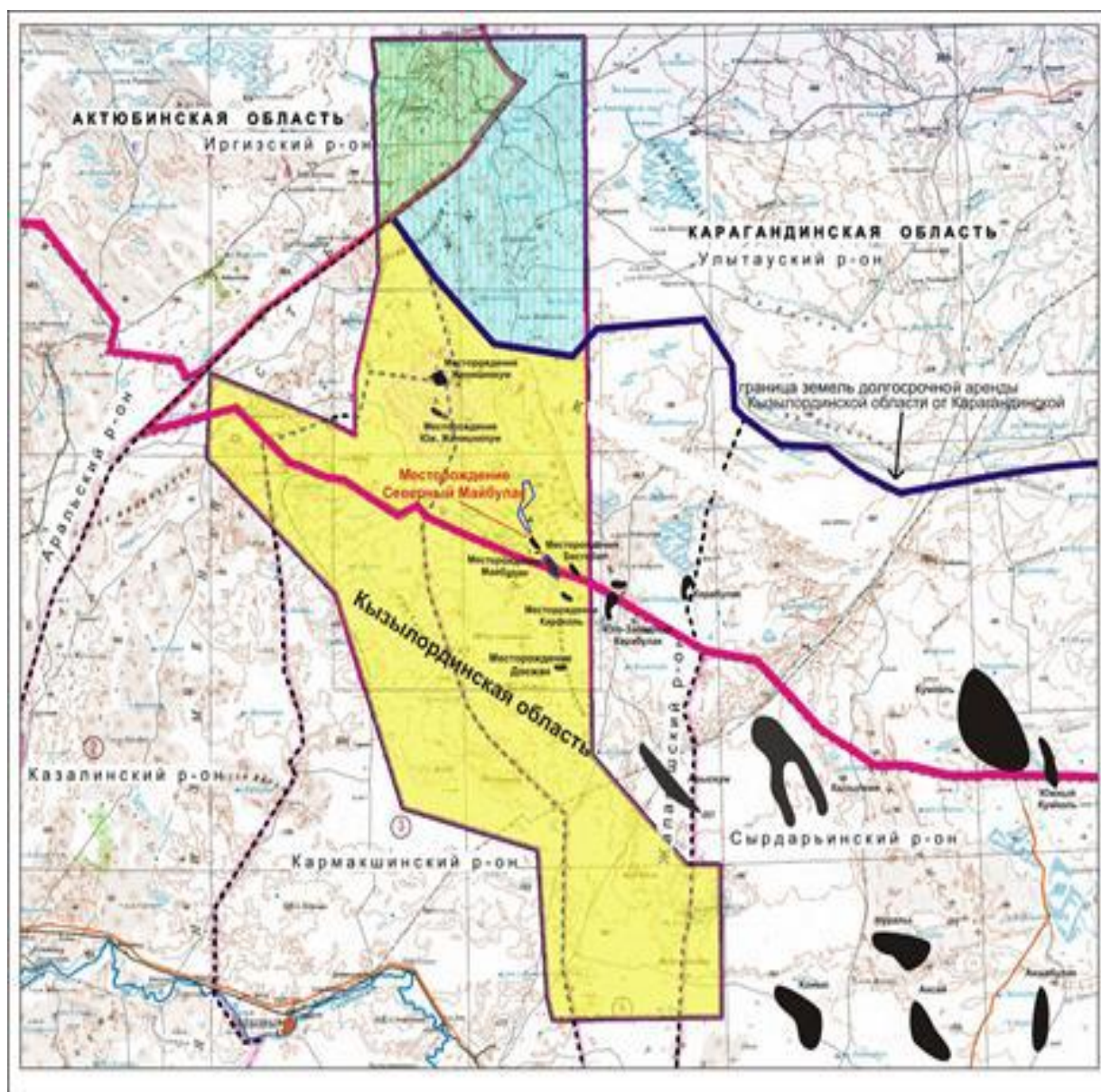


Рис. 1.1. - Административная обзорная карта

БАЛАНС ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАКОЛЬ

Согласно технологическим расчетам и утвержденными технологическими показателями в «ПРПСГ» был составлен баланс сырого газа по месторождению на 2027год, который представлен в таблице ниже. Представленные в таблице прогнозные объемы попутного газа были приняты согласно технологическим показателям в рамках «Анализа разработки месторождения Караколь» выполненного в 2024 году, а также вводом нового оборудования на месторождении и запуска УПН.

Баланс газа месторождения Караколь АО «Кристалл Менеджмент» в соответствии с «ПРПСГ» и Протокол ЦККР представлен в таблице:

Период	Добыча газа, м³	Использование газа на собственные нужды, м³				Технологически неизбежное сжигание сырого газа, м³					Утилизация газа
		Печи ПП-0,63	Печи УП-0,2	ГПЭС	ИТОГО	V6	V7	V8	V9	Vv	
											%
2026	14 027 000	754 426	1 143 180	11 871 552	13 769 158	0,0	257 842,0	0,0	0,0	257 842,0	98,16

Примечание:

- 1) Данные объемы попутного газа приняты согласно «Анализа разработки месторождения Караколь» по состоянию на 01.10.2024 года.
- 2) Расход попутного газа принят не превышающим паспортные данные.

Потребление топливного газа на собственные технологические нужды

Для проведения расчета потребления попутного газа на собственные нужды определены объекты его потребления. Основным потребителем попутного газа на месторождении является печи УП-0,2, ПП-0,63 предназначенные для нагрева продукции скважин и ГПЭС для выработки электроэнергии для нужд промысла.

Таким образом, на месторождении Караколь попутный газ планируется расходовать на собственные нужды по следующим направлениям:

- в качестве топлива на подогрев продукции при подготовке нефти;
- ГПЭС для выработки электроэнергии для нужд промысла.

Расход сырого газа на собственные технологические нужды на месторождении Караколь на 2027год представлен в таблице 5.1.1.

Представленные в таблицах прогнозные объемы потребления попутного газа на 2027года, приняты согласно технологическим показателям действующих проектных документов по разработке месторождений, утвержденных Центральной комиссией по разведке и разработке месторождений углеводородов МЭ РК.

Таблица 5.1.1 – Расчет потребления попутного нефтяного газа на собственные нужды на 2027год.

№ п/п	Наименование	Общее кол-во	В работе	Расход газа, м³/час*	Количество часов в работе в сутки	Эксплуатация (кол-во дней в году)	Объем газа, м³/год
1.1	ПП-0,63	2	2	43,06	24	365	754 426
1.2	УП-0,2	9	9	14,5	24	365	1 143 180
1.3	ГПЭС	19	14	96,8	24	365	11 871 522
I - Итого расход попутного газа месторождения Караколь							13 769 158

Фактическое потребление газа на ГПЭС может отличаться от заявленных паспортных характеристик.

Примечания:

2) При проведении технического обслуживания и текущего ремонта оборудования согласно План-графика проведения ТО и ТР на 2027год, при отключении оборудования, попутный газ будет перенаправлен в общую систему и откуда будет перераспределен на собственные нужды.

3) Расход газа по паспортным данным:

На печь подогрева нефти ПП-0,63 – не более 100 м³/час;

На устьевой попдогреватель УП-0,2 – не более 20-25 м³/час;

На газопоршневые электростанции ГПЭС от 110м³/час - до 442 м³/час.

ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМА СЖИГАНИЯ СЫРОГО ГАЗА

Сжигание сырого газа месторождения Караколь рассчитано на 2027год, согласно «Методики расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию» распределено следующим образом:

3.1 Обоснование объема сжигания газа при испытании объектов скважин (V_{III})

На этапе промышленной эксплуатации месторождения Караколь на 2027год сжигание сырого газа при испытании объектов скважин не предусмотрено.

2027год - $V_{III}=0 \text{ м}^3$;

3.2 Обоснование объема сжигания газа в период пробной эксплуатации месторождения (V_{IV})

В настоящее время месторождение находятся на этапе промышленной эксплуатации. На месторождении Караколь на 2027год сжигание сырого газа по данному пункту не предусмотрено.

2027год - $V_{IV}=0 \text{ м}^3$;

3.3 Обоснование объема сжигания газа при технологически неизбежном сжигании сырого газа (V_V)

На этапе промышленной эксплуатации месторождения Караколь на 2027год сжигание сырого газа составит:

2027год - $V_V= 257 842 \text{ м}^3$.

3.4 Обоснование объема сжигания газа при проведении пусконаладочных работ технологического оборудования (V_6)

На этапе промышленной эксплуатации месторождения Караколь на 2027год, сжигание сырого газа по данному пункту не предусмотрено.

$$2027_{год} - V_6 = 0 \text{ м}^3.$$

3.5 Обоснование объема сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования (V_7)

На этапе промышленной эксплуатации месторождения Караколь на 2027год, сжигание сырого газа по данному пункту следующее:

$$2027_{год} - V_7 = 257 \text{ 842 м}^3.$$

3.6 Обоснование объема сжигания газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V_8)

На этапе промышленной эксплуатации месторождения Караколь на 2027год, сжигание сырого газа по данному пункту следующее:

$$2027_{год} - V_8 = 0 \text{ м}^3.$$

3.7 Обоснование объема сжигания газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования (V_9)

На этапе промышленной эксплуатации месторождения Караколь на 2027год, сжигание сырого газа по данному пункту не предусмотрено.

$$2027_{год} - V_9 = 0 \text{ м}^3.$$

Таблица 2-Характеристика печи УП-0,2

Параметр	Значения
Производительность по жидкости, т/сутки	100
Номинальная теплопроизводительность топочного устройства при использовании газа теплотворностью 1200 ккал/м ³ , Гкал/час	0,2
Рабочее давление, МПа	1,6
Давление газа перед горелкой, МПа	
-номинальное	0,07
-максимальное	0,15
Температура жидкости, °С:	
-на входе в сосуд, не менее	20
-на выходе из сосуда	60-65
Расход газа в нормальных условиях, м ³ / час	не более 25
Габариты установочные, мм	
-длина	6500
-ширина	1180
-высота	6820

Техническая характеристика путевого подогревателя нефти ПП-0,63 представлена в таблице 14.

Таблица 3-Характеристика печи ПП-0,63

Показатель	ПП-063
Номинальная тепловая мощность, МВт (Гкал/ч)	0,73 (0,63)
Нагреваемая среда	Нефть-вязкость при 20°С не более 100 сСт, содержание кислых газов:

	H ₂ S не более 0,01 % мол., CO ₂ не более 1,0 % мол
Производительность по нагреваемому продукту, не более: кг/с (т/сут.)	13,3 (1150)
Давление на входе в змеевик, не более: МПа (кгс/см ²)	6,3 (63)
Перепад давления в змеевике, не более: МПа (кгс/см ²)	0,25 (2,5)
Температура: на входе продукта в подогреватель, в пределах: °С	5
нагрева продукта, не более: °С	80
нагрева промежуточного теплоносителя (пресная вода), не более, °С	100
Топливо	природный или попутный нефтяной газ
Расход топливного газа (нефти), не более, м ³ /ч	не более 100
Теплота сгорания в пределах: МДж/нм ³	35-60
Масса подогревателя в нерабочем состоянии, не более: т	13,0

Техническая характеристика ГПЭС представлена в таблице 15

Таблица 4-Характеристика ГПЭС GE Jenbacher

Показатель	ГПЭС GE Jenbacher
Тип агрегата:	JGC 420 GS-S.L. генераторный агрегат с газовым мотором
Синхронные генераторы трехфазного тока	400/231 В ± 5%, 50 Гц.
Теплотворность, кВт/Нм ³	9,5
Объем топливного газа, Нм ³ /час	233
Топливо	Специальный газ
Электрическая мощность	885 кВт при cosφ 0,8
Номинальное число оборотов, мин ⁻¹	1500
Расположение цилиндров	V 70°
Общий объем цилиндров, л	61
Коэффициент сжатия, ε	12,5

Режим работы объектов: На месторождении режим работы: 24 часа в сутки, круглогодично. Скважины обслуживаются согласно утвержденному графику вахтовым методом.

Электроснабжение участков – ГПЭС для выработки электрической энергии.

Теплоснабжение административно-бытовых помещений на участках месторождения производится от печей и электрокалориферов.

7. ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЕРАТОРА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

Состояние атмосферного воздуха характеризуется содержанием в нём, выбрасываемых промышленными объектами и объектами строительства, загрязняющих веществ. Уровень воздействия рассматриваемых объектов на атмосферу характеризуется, как объёмами, так и компонентным составом выбросов загрязняющих веществ.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения Караколь АО «Кристалл Менеджмент», в рамках данного проекта, является технологическое оборудование, установки и сооружения основного производства (без вспомогательного), необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Загрязнение при эксплуатации месторождения предполагается в результате выделения:

- продуктов сгорания газа (печи подогрева, ГПЭС, дежурные горелки).
- легких фракций углеводородов от неплотностей ЗРА и ФС технологического оборудования площадке скважин;

Всего в период разработки на 2027год предполагается эксплуатация 67 источников вредных выбросов в атмосферу, 49 из которых являются организованными, 18 неорганизованные (в том числе ЗРА и ФС 9 ед. не нормируется).

В период разработки месторождения Караколь АО «Кристалл Менеджмент» основными источниками выбросов загрязняющих веществ на 2027год будут являются:

Организованные источники:

- Печь подогрева УП-0,2 на территории скважины - источник №0002, 0006, 0010, 0014, 0018, 0022, 0026, 0030, 0034;
- Накопительная емкость РГС V-50 м3 - источник №0003, 0007, 0011, 0015, 0019, 0023, 0027, 0031, 0035;
- Автоналивная система налива нефти - источник №0004, 0008, 0012, 0016, 0020, 0024, 0028, 0032, 0036;
- Печь подогрева ПП-0,63 - источник №0037,0044;
- Газопоршневая электростанция (ГПЭС) - источник №0038-0041, 0049-0058;
- Дежурная горелка - источник №0042;
- Дизельгенератор- источник №0043,0045-0048;

Неорганизованные источники:

- Насос перекачки нефти - источник №6001, 6002, 6003, 6004, 6005, 6006, 6007, 6008, 6009.
- Тех блок скв. (ЗРА и ФС) - №6010, 6011, 6012, 6013, 6014, 6015, 6016, 6017, 6018.

7.1. Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования

На месторождении Караколь, согласно действующего Проекта разработки, планируется эксплуатировать 9 добывающих скважин. Общий фонд добывающих скважин по м/р на 2027год - 9 ед. (К-1, К-2, К-3, К-4, К-5, К-6, КМ-7, К-8, К-10).

Система сбора и промысловой подготовки добываемой продукции месторождения Караколь предназначена для сбора, поскважинного замера и промысловой подготовки добываемой продукции для доведения промыслового потока нефти до требуемой кондиции и сдачи потребителю.

При выборе технологии промышленного сбора и промышленной подготовки добываемой продукции необходимо учитывать следующие факторы:

- устьевые давления;
- газосодержание добываемой продукции;
- схему расположения проектных добывающих скважин;
- технологию разработки месторождения;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- наличие соседних месторождений с развитой инфраструктурой;
- наличие источников энергоснабжения;
- наличие топливного газа в регионе.

В соответствии с «Едиными правилами...», система сбора и промышленной подготовки добываемой продукции должна обеспечить следующие требования:

- герметичность сбора добываемой продукции;
- достоверный замер дебита продукции каждой скважины;
- учет промышленной продукции месторождения в целом;
- надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- автоматизацию всех технологических процессов.

На месторождении Караколь, согласно действующего Проекта разработки, планируется эксплуатировать 9 добывающих скважин.

Добыча нефти на месторождении осуществляется на режиме истощения пластовой энергии. Рабочее и статическое давление в скважине замеряются манометром, смонтированным на буфере, а давление в затрубном пространстве по манометру на одном из отводов крестовины трубной головки.

Продукция добывающих скважин Караколь поступает на устьевой подогреватель нефти. Далее, подогретая до 55-60°C нефть поступает в нефтегазовый сепаратор, где происходит процесс отделения газа от нефти, где отделившейся газ подается для топлива на устьевой подогреватель. После сепаратора, нефтегазовый поток по выкидным трубопроводам диаметром 80 мм., поступает на АГЗУ (ЗУ) для индивидуального замера дебита и далее по промышленному коллектору диаметром 150 мм. перекачивается на площадку УПН.

Далее, нефтегазовая жидкость, подогревается в путевом подогревателе ПП-0,63 до температуры 55-60°C. Подогреватель нефти ПП-063 представляет собой емкость, заполненную промежуточным теплоносителем (пресная вода). В емкости размещена топка и продуктовый змеевик. Температура нефти на выходе из подогревателя контролируется датчиками, сигналы которых управляют регулирующими клапанами, установленных на линии подачи топливного газа. Система управления печи подогрева нефти осуществляется с блока управления.

Система автоматики подогревателя, обеспечивает дистанционный розжиг горелки с предварительным проветриванием топки естественной тягой через дымовую трубу, регулирование процесса нагрева продукта, включение рабочей и аварийной сигнализации, автоматическую защиту подогревателя при отклонении от нормы контролируемых параметров, подогрев шкафа локальной автоматики при отрицательной наружной температуре.

Из подогревателя ПП-063 продукция скважин с температурой 55-60°C поступает в нефтегазовый сепаратор №1, где происходит отделения нефти от газа.

В горизонтальных отстойниках №1 и №2, происходит отделение нефти от остаточной пластовой воды. Давление в отстойниках поддерживается в пределах 0,7-0,8 кгс/см² регуляторами давления прямого действия «до себя».

Нагретая нефть поступает с верхней части сосуда через трубопровод диаметром 114 мм, оборудованный в нижней части отводом. Длина отвода внутри сосуда составляет 1000 мм. Нефть, пройдя через трубопровод с отводом (d=114 мм), ударяется об стенку сосуда и растекается вниз. После необходимого времени отстоя и сброса подтоварной воды, подготовленная нефть насосами №1 и №2 через наливной стояк загружается в автоцистерны для сдачи и транспортировки.

Попутный газ проходит двухэтапный процесс сепарации, где очищается от капельной жидкости и механических примесей. При достижении заданного значения высокого уровня уловленной жидкости в газовом сепараторе №2 отсечной клапан с электроприводом открывается, и уловленная жидкость отводится в дренажную емкость.

Очищенный от влаги газ в качестве топлива подается к горелкам подогревателя нефти ПП-0,63 и на ГПЭС для выработки электроэнергии.

Вырабатываемая электроэнергия пойдет на собственные нужды месторождений АО «Кристалл Менеджмент», в том числе, но не ограничиваясь:

Потребление на собственные нужды м/р Караколь;

Излишки ЭЭ будут реализовываться третьим лицам, в том числе, но не ограничиваясь, цифровым майнерам (ЦОД).

На рисунке 2 представлена принципиальная технологическая схема сбора УВС. Предусмотрен аварийный факел для сжигания газа с дежурной горелкой газа.

7.2. Краткая характеристика существующих установок очистки газов, укрупненный анализ их технического состояния и эффективности работы

Установок для очистки газа на предприятии не имеется.

При проведении проектируемых работ газопылеочистное оборудование не применяется и не используется.

Таблица 7.2-1 - Показатели работы газоочистных и пылеулавливающих установок (ПГО)

Номер источника выделения	Наименование и тип пылегазоулавливающего оборудования	КПД аппаратов, %		Код загрязняющего вещества по котор.происходит очистка	Коэффициент обеспеченности K(1),%
		проектный	фактический		
1	2	3	4	5	6
На рассматриваемом объекте оператора пылегазоочистное оборудование отсутствует					

7.3. Оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования

Наилучшие доступные технологии – используемые и планируемые отраслевые технологии, техника и оборудование, обеспечивающие организационные и управленческие меры, направленные на снижение уровня негативного воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду до обеспечения целевых показателей качества окружающей среды.

Под наилучшими доступными технологиями понимаются технологии и организационные мероприятия, которые позволяют свести к минимуму воздействие на окружающую среду, в целом, и осуществление которых не требует затрат.

Понятие технология – включает в себя как саму используемую технологию, так и ее разработку, строительство, введение в эксплуатацию, работу и вывод из эксплуатации.

Технологии являются доступными, если они разработаны в масштабе, необходимом для реализации в соответствующих промышленных секторах, с экономическими приемлемыми условиями, на основе выгод и затрат, приемлемого для предприятия.

Технология являются наилучшими, если они наиболее эффективны в достижении высокого общего уровня охраны окружающей среды, в целом.

Разработка технологических процессов осуществлялась с учетом мероприятий по обеспечению безопасности производства на охране окружающей среды.

Сокращение объемов выбросов и, вследствие этого, снижение приземных концентраций, обеспечивается комплексом технологических, специальных и планировочных мероприятий. Основными мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных веществ и обеспечение безопасных условий труда, являются:

- обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов, трубопроводов и их соединений;
- размещение вредных и взрыво-пожароопасных процессов на отдельных открытых площадках;
- защита от повышения давления на напоре насосов;
- аварийное автоматическое закрытие отсекающих задвижек на технологических трубопроводах прекращение всех технологических процессов;
- антикоррозионное покрытие наружных поверхностей всех технологических трубопроводов.

Применяемое оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию в соответствии со стандартами. Все технологические трубопроводы после монтажа или замены подвергаются контролю сварных стыков и гидравлическому испытанию.

Резервуары вертикальные, используемые в АО «Кристалл Менеджмент» изготовлены с плавающей крышей. Плавающие крыши, находящиеся внутри резервуара на поверхности жидкости, предназначены для сокращения потерь ее от испарения. Использование данной технологии существенно снижает выбросы углеводородов и исключают возможность возникновения аварийных ситуаций с негативными экологическими последствиями.

7.4. Перспектива развития производства

На срок действия разработанных нормативов НДС увеличение объемов производства и реконструкция не предусматриваются. В случае увеличения объемов производства необходимо провести корректировку НДС.

7.5. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДС

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета предельно допустимых выбросов (НДВ) составлена согласно «Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду», (утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года № 63-п).

В расчетах валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу использованы методики, утвержденные МОС и ВР РК, список которых приводится в перечне используемой литературы, и программном комплексе «ЭРА» (фирма «Логос-плюс», г. Новосибирск).

Данные из таблицы параметров источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу использованы для проведения расчетов рассеивания и моделирования максимально-возможных приземных концентраций веществ и их групп суммаций в месте размещения производственной базы при существующих метеорологических характеристиках района.

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов представлены в таблицах ниже:

ЭРА v3.0 ИП «ЭКО-ОРДА»

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов на 2027год

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" период разработки м/р Караколь на 2027г

Прозвон	Цех	Источник выделения		Число	Наименование	Номер	Высо-	Диаметр	Параметры газовой смеси			Координаты источника				Наименование	Вещество	Коэфф	Средняя	Код		Выброс загрязняющего вещества																	
		загрязняющих веществ		часов	источника выброса	источ	та	метр	на выходе из трубы при			на карте-схеме, м				газоочистных	по кото-	обесп	эксплуат	ве-																			
		Наименование	Кол-во, шт.	ты	в	год у	выбросов	ника	выбросов	трубы	максимальной разовой	нагрузке			точечного источ.		2-го конца лин.		тип и	мероприятия	происхож.	газо-	очисткой, %	очистка	ст	ва	г/с	мг/м3	т/год	Год									
												ско-	объем на 1	тем-	/1-го конца лин.	/длина, ширина	площадного	очистки/тах. степ													очистки%								
																																рос-ть	трубу, м3/с	пер.	/центра площад-	ного источника	источника	по сокращению выбросов	очистка
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26														
Площадка 1																																							
004		Печь подогрева	1	8760	Печь подогрева	0002	3.5	0.01	5.47	0.0519		650	250							0301	Азота (IV) диоксид (	0.00555	106.936	0.1752	2026														
		нефти УП-0,2			нефти УП-0,2																	Азота диоксид) (4)																	
																					0304	Азот (II) оксид (	0.000902	17.380	0.02847	2026													

004	Накопительная емкость РГС V-50 м3	1	8760	Накопительная емкость РГС V-50 м3	0003	3	0.01	3.44	0.00027		450	350								0337	Азота оксид) (6) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00661	127.360	0.2085	2026
																				0410	Метан (727*)	0.00661	127.360	0.2085	2026
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.002216	8207.407	0.00268	2026
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2.677	9914814.815	3.24	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.99	3666666.667	1.198	2026
																				0602	Бензол (64)	0.01293	47888.889	0.01565	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.00406	15037.037	0.00492	2026
																				0621	Метилбензол (349)	0.00813	30111.111	0.00983	2026
																				0333	Сероводород (	0.002216	61555.556	0.00268	2026
																				004	Автоналивная	1	8760	Автоналивная	0004

0 0 1	система налива			система налива															Дигидросульфид) (518)					
	нефти			нефти														04 15	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2.677	74361111.11	3.24	2026	
																		04 16	Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*)	0.99	27500000.00	1.198	2026	
																		06 02	Бензол (64)	0.01293	359166.667	0.01565	2026	
																		06 16	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00406	112777.778	0.00492	2026	
																		06 21	Метилбензол (349)	0.00813	225833.333	0.00983	2026	
	Печь подогрева	1	876 0	Печь подогрева	000 6	3.5	0.01	5.47	0.0519		550	250						03 01	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00555	106.936	0.1752	2026	
	нефти УП-0,2			нефти УП- 0,2														03 04	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00090 2	17.380	0.02847	2026	
																		03 37	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00661	127.360	0.2085	2026	
																		04 10	Метан (727*)	0.00661	127.360	0.2085	2026	

001		Накопительная емкость РГС V-50 м3	1	8760	Накопительная емкость РГС V-50 м3	0007	3	0.01	3.44	0.00027		350	350						0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.002216	8207.407	0.00268	2026
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2.677	9914814.815	3.24	2026
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.99	3666666.667	1.198	2026
																			0602	Бензол (64)	0.01293	47888.889	0.01565	2026
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.00406	15037.037	0.00492	2026
																			0621	Метилбензол (349)	0.00813	30111.111	0.00983	2026
001		Автоналивная система налива нефти	1	8760	Автоналивная система налива нефти	0008	3	0.01	0.46	0.000036		350	350						0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.002216	61555.556	0.00268	2026
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2.677	74361111.11	3.24	2026
																			04	Смесь	0.99	27500000.00	1.198	2026

002	Печь подогрева нефти УП-0,2	1	8760	Печь подогрева нефти УП-0,2	0010	3.5	0.01	5.47	0.0519		600	250							16	углеводородов							
																				предельных С6-С10 (							
																				1503*)							
																			0602	Бензол (64)	0.01293	359166.667	0.01565	2026			
																			0616	Диметилбензол (смесь	0.00406	112777.778	0.00492	2026			
																				о-, м-, п-изомеров)							
																				(203)							
																			0621	Метилбензол (349)	0.00813	225833.333	0.00983	2026			
																			0301	Азота (IV) диоксид (	0.00555	106.936	0.1752	2026			
																				Азота диоксид) (4)							
002	Накопительная емкость РГС V-50 м3	1	8760	Накопительная емкость РГС V-50 м3	0011	3	0.01	3.44	0.00027		450	350									0304	Азот (II) оксид (	0.000902	17.380	0.02847	2026	
																						Азота оксид) (6)					
																					0337	Углерод оксид (Окись	0.00661	127.360	0.2085	2026	
																						углерода, Угарный газ) (584)					
																					0410	Метан (727*)	0.00661	127.360	0.2085	2026	
002																					0333	Сероводород (	0.002216	8207.407	0.00268	2026	
																						Дигидросульфид) (518)					
																					0415	Смесь углеводородов	2.677	9914814.815	3.24	2026	

450

011		Печь подогрева нефти УП-0,2	1	8760	Печь подогрева нефти УП-0,2	0014	3.5	0.01	5.47	0.0519		650	350						0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.00406	112777.778	0.00492	2026
																			0621	Метилбензол (349)	0.00813	225833.333	0.00983	2026
																			0301	Азота (IV) диоксид (	0.00555	106.936	0.1752	2026
																				Азота диоксид) (4)				
011		Накопительная емкость РГС V-50 м3	1	8760	Накопительная емкость РГС V-50 м3	0015	3	0.01	3.44	0.00027		350	350						0304	Азот (II) оксид (	0.000902	17.380	0.02847	2026
																				Азота оксид) (6)				
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00661	127.360	0.2085	2026
																			0410	Метан (727*)	0.00661	127.360	0.2085	2026
																			0333	Сероводород (	0.002216	8207.407	0.00268	2026
																				Дигидросульфид) (518)				
011																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	2.677	9914814.815	3.24	2026
																				1502*)				
011																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (	0.99	3666666.667	1.198	2026

32

006	Печь подогрева нефти УП-0,2	1	8760	Печь подогрева нефти УП-0,2	0018	3.5	0.01	5.47	0.0519		650	250						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00555	106.936	0.1752	2026
006	Накопительная емкость РГС V-50 м3	1	8760	Накопительная емкость РГС V-50 м3	0019	3	0.01	3.44	0.00027		300	350						0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000902	17.380	0.02847	2026
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00661	127.360	0.2085	2026
																		0410	Метан (727*)	0.00661	127.360	0.2085	2026
																		0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.002216	8207.407	0.00268	2026
																		0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2.677	9914814.815	3.24	2026
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.99	3666666.667	1.198	2026
																		0602	Бензол (64)	0.01293	47888.889	0.01565	2026
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	0.00406	15037.037	0.00492	2026

0007	Накопительная емкость РГС V-50 м3	1	8760	Накопительная емкость РГС V-50 м3	0023	3	0.01	3.44	0.00027		280	350							0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00661	127.360	0.2085	2026
																			0410	Метан (727*)	0.00661	127.360	0.2085	2026
																			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.002216	8207.407	0.00268	2026
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2.677	9914814.815	3.24	2026
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.99	3666666.667	1.198	2026
																			0602	Бензол (64)	0.01293	47888.889	0.01565	2026
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.00406	15037.037	0.00492	2026
																			0621	Метилбензол (349)	0.00813	30111.111	0.00983	2026
																			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.002216	61555.556	0.00268	2026
	Автоналивная система налива	1	8760	Автоналивная система налива	0024	3	0.01	0.46	0.000036		280	350												

005	нефти			нефти													0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2.677	74361111.11	3.24	2026
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.99	27500000.00	1.198	2026
																	0602	Бензол (64)	0.01293	359166.667	0.01565	2026
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.00406	112777.778	0.00492	2026
																	0621	Метилбензол (349)	0.00813	225833.333	0.00983	2026
	Печь подогрева нефти УП-0,2	1	8760	Печь подогрева нефти УП-0,2	0026	3.5	0.01	5.47	0.0519		600	250					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00555	106.936	0.1752	2026
																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000902	17.380	0.02847	2026
																	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00661	127.360	0.2085	2026
																	0410	Метан (727*)	0.00661	127.360	0.2085	2026
	Накопительная	1	8760	Накопительная	0027	3	0.01	3.44	0.00027		300	350					0333	Сероводород (	0.002216	8207.407	0.00268	2026

39

	650
	350

0009	Автоналивная система налива нефти	1	8760	Автоналивная система налива нефти	0036	3	0.01	0.46	0.000036		350	300								02					
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.00406	15037.037	0.00492	2026
																				0621	Метилбензол (349)	0.00813	30111.111	0.00983	2026
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.002216	61555.556	0.00268	2026
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2.677	74361111.11	3.24	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.99	27500000.00	1.198	2026
																				0602	Бензол (64)	0.01293	359166.667	0.01565	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.00406	112777.778	0.00492	2026
																				0621	Метилбензол (349)	0.00813	225833.333	0.00983	2026
																				0301	Азота (IV) диоксид (	0.01558	101.169	0.491	2026
010	Печь ПП-0,63	1	8760	Печь ПП-0,63	0037	3.5	0.01	1.57	0.154		550	250													

42

010		ГПЭС №3	1	8760	ГПЭС №3	0040	3.5	0.05	1.21	0.00238		500	400							газ) (584)					
																				0410	Метан (727*)	0.00503	2113.445	0.1589	2026
																				0301	Азота (IV) диоксид (	0.024744	10396.639	0.77976	2026
																					Азота диоксид) (4)				
																				0304	Азот (II) оксид (	0.00402	1689.076	0.1267	2026
																					Азота оксид) (6)				
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.12348	51882.353	3.8997	2026
010		ГПЭС №4	1	8760	ГПЭС №3	0041	3.5	0.05	1.21	0.00238		500	500							0410	Метан (727*)	0.00503	2113.445	0.1589	2026
																				0301	Азота (IV) диоксид (	0.024744	10396.639	0.77976	2026
																					Азота диоксид) (4)				
																				0304	Азот (II) оксид (	0.00402	1689.076	0.1267	2026
																					Азота оксид) (6)				
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.12348	51882.353	3.8997	2026
																				0410	Метан (727*)	0.00503	2113.445	0.1589	2026
010		дежурная горелка при	1	8760	дежурная горелка при тех.	0042	19.5	0.777	0.03	0.0152685	3300.4	500	800							0301	Азота (IV) диоксид (	0.02147076	18406.450	0.677101887	2026
																					Азота диоксид) (4)				

010	эксплуатации			обслуживани и													0304	Азот (II) оксид (	0.003488999	2991.049	0.110029057	2026
	технологическо			ППР основного														Азота оксид) (6)				
	го			обор-я													0328	Углерод (Сажа,	0.0178923	15338.708	0.564251573	2026
	оборудовани я																	Углерод черный) (583)				
	V7																0337	Углерод оксид (Окись	0.178923	153387.081	5.642515728	2026
																		углерода, Угарный газ) (584)				
																	0410	Метан (727*)	0.004473075	3834.677	0.141062893	2026
	дизельэлектрос	1	8760	дизельэлектростан	0043	3	0.01	0.31	0.0000245		200	200					0301	Азота (IV) диоксид (	0.0594	2424489.796	1.875	2026
	танция			ция														Азота диоксид) (4)				
																	0304	Азот (II) оксид (	0.0772	3151020.408	2.438	2026
																		Азота оксид) (6)				
																	0328	Углерод (Сажа,	0.0099	404081.633	0.3125	2026
																		Углерод черный) (583)				
																	0330	Сера диоксид (	0.0198	808163.265	0.625	2026
																		Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (				
																		IV) оксид) (516)				
																	0337	Углерод оксид (Окись	0.0495	2020408.163	1.563	2026
																		углерода, Угарный				

45

0	ос	0	ростан	5														01	диоксид (				
	танция		ция																Азота диоксид) (4)				
																		03	Азот (II) оксид (	0.0772	314332.248	2.438	2026
																		04	Азота оксид) (6)				
																		03	Углерод (Сажа,	0.0099	40309.446	0.3125	2026
																		28	Углерод черный) (583)				
																		03	Сера диоксид (	0.0198	80618.893	0.625	2026
																		30	Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (				
																			IV) оксид) (516)				
																		03	Углерод оксид (Окись	0.0495	201547.231	1.563	2026
																		37	углерода, Угарный газ) (584)				
																		13	Проп-2-ен-1-аль (	0.002377	9678.339	0.075	2026
																		01	Акролеин, Акрилальдегид) (474)				
																		13	Формальдегид (	0.002377	9678.339	0.075	2026
																		25	Метаналь) (609)				
																		27	Алканы C12-19 /в	0.02377	96783.388	0.75	2026
																		54	пересчете на C/ (Углеводороды				

47

010	дизельэлектростанция	1	8760	дизельэлектростанция	0047	3	0.01	3.13	0.0002456		290	200							1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.002377	9678.339	0.075	2026
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.02377	96783.388	0.75	2026
																			0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0594	241856.678	1.875	2026
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0772	314332.248	2.438	2026
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0099	40309.446	0.3125	2026
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0198	80618.893	0.625	2026
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.0495	201547.231	1.563	2026

																				13 01	газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (	0.002377	9678.339	0.075	2026	
010	дизельэлектростанция	1	8760	дизельэлектростанция	0048	3	0.01	3.13	0.0002456	310	200										13 25	Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (	0.002377	9678.339	0.075	2026
																					27 54	Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в				
																						пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)				
																					03 01	Азота (IV) диоксид (	0.0594	241856.678	1.875	2026
																					03 04	Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (	0.0772	314332.248	2.438	2026
																						Азота оксид) (6)				
																					03 28	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0099	40309.446	0.3125	2026
																					03 30	Сера диоксид (	0.0198	80618.893	0.625	2026
																						Ангидрид сернистый,				

50

010		ГПЭС №6	1	8760	ГПЭС №3	0050	3.5	0.05	1.21	0.00238		500	700								37	(Окись				
																						углерода, Угарный				
																						газ) (584)				
																					0410	Метан (727*)	0.00503	2113.445	0.1589	2026
																					0301	Азота (IV) диоксид (	0.024744	10396.639	0.77976	2026
																						Азота диоксид) (4)				
																					0304	Азот (II) оксид (	0.00402	1689.076	0.1267	2026
																						Азота оксид) (6)				
																					0337	Углерод оксид (Окись	0.12348	51882.353	3.8997	2026
																						углерода, Угарный				
010		ГПЭС №7	1	8760	ГПЭС №3	0051	3.5	0.05	1.21	0.00238		100	100									газ) (584)				
																						углерода, Угарный				
																						газ) (584)				
																					0410	Метан (727*)	0.00503	2113.445	0.1589	2026
																					0301	Азота (IV) диоксид (	0.024744	10396.639	0.77976	2026
																						Азота диоксид) (4)				
																					0304	Азот (II) оксид (	0.00402	1689.076	0.1267	2026
																						Азота оксид) (6)				
																					0337	Углерод оксид (Окись	0.12348	51882.353	3.8997	2026
																						углерода, Угарный				
01		ГПЭС №8	1	8760	ГПЭС №3	0052	3.5	0.05	1.21	0.00238		100	200									газ) (584)				
																					0410	Метан (727*)	0.00503	2113.445	0.1589	2026
																					0301	Азота (IV) диоксид (	0.024744	10396.639	0.77976	2026

52

53

010	ГПЭС №14	1	8760	ГПЭС №3	0058	3.5	0.05	1.21	0.00238		500	800						0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00402	1689.076	0.1267	2026
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.12348	51882.353	3.8997	2026
																		0410	Метан (727*)	0.00503	2113.445	0.1589	2026
																		0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.024744	10396.639	0.77976	2026
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00402	1689.076	0.1267	2026
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.12348	51882.353	3.8997	2026
																		0410	Метан (727*)	0.00503	2113.445	0.1589	2026
004	Насос перекачки нефти	1	8760	Насос перекачки нефти	6001						0	0	2	2				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003336		0.0001051	2026
																		0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00403		0.127	2026
																		0416	Смесь углеводородов	0.00149		0.047	2026

	0
--	---

	0
	0

006	Насос перекачки нефти	1	8760	Насос перекачки нефти	6005						0	0	2	2				0416	1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00149		0.047	2026
																		0602	Бензол (64)	0.00001946		0.000613	2026
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.00000612		0.0001927	2026
																		0621	Метилбензол (349)	0.00001223		0.0003854	2026
																		0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003336		0.0001051	2026
																		0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00403		0.127	2026
																		0416	Смесь углеводородов	0.00149		0.047	2026
																			предельных C6-C10 (1503*)				
																		0602	Бензол (64)	0.00001946		0.000613	2026
																		0616	Диметилбензол (смесь	0.00000612		0.0001927	2026

58

59

009		Насос перекачки нефти	1	8760	Насос перекачки нефти	6009							0	0	2	2				02		946					
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.00000612				0.0001927	2026
																				0621	Метилбензол (349)	0.00001223				0.0003854	2026
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003336				0.0001051	2026
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00403				0.127	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00149				0.047	2026
																				0602	Бензол (64)	0.00001946				0.000613	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.00000612				0.0001927	2026
																				0621	Метилбензол (349)	0.00001223				0.0003854	2026
																				004		Тех блок скв.				1	8760

[illegible]

7.6. Характеристика аварийных и залповых выбросов

Под аварией понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действиями человека или техническими средствами, а также в результате любых природных явлений.

Для безаварийного проведения эксплуатации месторождений должны быть предусмотрены следующие оперативные решения:

- предусмотреть герметизированную систему сбора и подготовки газа с технологическим режимом по нормам проектирования; с целью уменьшения объема выбросов вредных веществ в атмосферу при возможных авариях;
- трапы, сепараторы и другие аппараты, работающие под давлением, должны эксплуатироваться в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;
- применение прогрессивных технологий и материалов;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования, а также факельной системы;
- тщательный контроль состояния трубопроводов, резервуаров, оборудования;
- обвалование резервуаров с пожароопасными веществами и создание под ними площадок каре с непроницаемым экраном;

Аварийные выбросы на месторождениях предотвращаются своевременным проведением профилактических работ. При обустройстве месторождения осуществляется постоянный контроль технического обслуживания всех видов оборудования. На месторождениях предусмотрен порядок действий в случае возможной аварии.

Залповые выбросы на месторождениях возможны при прорывах нефти и газопроводов. На месторождении в основном используется глубинно-насосный способ добычи нефтепродуктов и производится постоянный контроль за работой качалок, состоянием нефтегазопроводов и возможностью перекрытия поврежденных участков. Все это исключает возможность больших залповых выбросов.

Залповых выбросов и непредвиденных нарушений технологии при проведении добычи не предполагается, так как при осуществлении добычи нефти, сжигании газа используется современное оборудование, соблюдаются технологические регламенты процессов добычи и сжигания газа, систематически производится осмотр и используемого оборудования, его своевременный ремонт.

Поддерживаются в исправном и работоспособном состоянии все механизмы, не допускаются перебои в их работе, что обеспечивается своевременным проведением планово-предупредительного ремонта оборудования. Большое значение имеет также своевременная очистка и смазка рабочих частей оборудования.

Молниезащита проектируемых сооружений на месторождении выполнена в соответствии с требованиями «Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений» СН РК 2.04-29-2005.

Для залповых выбросов, которые являются составной частью технологического процесса, оценивается разовая и суммарная за год величина (г/с, т/год). Максимальные разовые залповые выбросы (г/с) не нормируются ввиду их кратковременности и в расчетах рассеивания вредных веществ в атмосфере не учитываются. Суммарная за год величина

залповых выбросов нормируется при установлении общего годового выброса с учетом штатного (регламентного) режима работы оборудования (т/год).

Таблица 7.6-1 – Перечень источников залповых выбросов

Наименование производств (цехов) и источников выбросов	Наименование вещества	Выбросы веществ, г/с		Периодичность, раз/год	Продолжительность выброса, час, мин.	Годовая величина залповых выбросов
		по регламенту	залповый выброс			
1	2	3	4	5	6	7
-	-	-	-	-	-	-

Примечание - Залповых и аварийных источников выбросов на предприятии в результате производственной деятельности не предвидится.

7.7. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, составлен по расчетам выбросов.

Таблицы составлены с помощью программного комплекса «Эрав3.0» (фирма «Логос-плюс», г. Новосибирск) на основе расчетов выбросов загрязняющих веществ на 2027г.

Количественная характеристика выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ (т/год) приводится по усредненным годовым значениям в зависимости от изменения режима работы предприятий, технологического процесса и оборудования, расхода и характеристик сырья, реагентов, материала и т.д.

При совместном присутствии в воздухе атмосферы веществ, выделяемых в процессе производства предприятий, увеличивается токсичность воздействия этих веществ на окружающую среду и на здоровье человека, т.е. проявляется эффект суммации.

Показатель эффекта суммации является одной из характеристик опасности загрязняющих веществ, выделяемых в атмосферу источниками выбросов.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на существующее положение

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" период разработки м/р Караколь на 2027г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	0.74599676	23.527541887	588.188547
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.458946999	14.489659057	241.494318
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.0673923	2.126751573	42.5350315
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	0.099	3.125	62.5
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.039918024	0.0491859	6.1482375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	2.253913	71.167815728	23.7226052
0410	Метан (727*)				50		0.173663075	5.480162893	0.10960326
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		48.22227	59.463	1.18926
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		17.83341	21.987	0.7329
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.23291514	0.287217	2.87217
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.2			3	0.07313508	0.0902943	0.4514715
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.14645007	0.1804086	0.300681

1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акриальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.011885	0.375	37.5
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.011885	0.375	37.5
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0.11885	3.75	3.75
	В С Е Г О :						70.489630448	206.474036938	1048.99482

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р.

или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

7.8. Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/год), принятых для расчета НДВ

Перед разработкой проекта НДВ проведена инвентаризация источников выделения загрязняющих веществ в атмосферу, изучены материалы юридического обоснования открытия предприятия. В результате изучения исходных данных определены источники выделения загрязняющих веществ в атмосферу, определена загрязнение атмосферы. Для определения величины выбросов использовались методики, действующие в Республике Казахстан.

Все исходные данные на разработку проекта нормативов предельно-допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферу представлены в ТЗ предприятия.

Для расчета рассеивания по программе ЭРА – 3.0 и при расчете предельно-допустимых выбросов (НДВ) принимались максимальные значения выбросов (г/сек), как соответствующие наибольшему загрязнению атмосферы.

Для определения величины выбросов использовались методики, действующие в Республике Казахстан.

Полнота и достоверность исходных данных для расчета НДВ, обосновываются тем что количество выбрасываемых вредных веществ источниками загрязнения атмосферы определены расчетными и балансовыми методами.

Исходные данные (г/сек, т/год), принятые для расчета нормативов НДВ, взяты из форм инвентаризации, которые были выполнены на основании визуальных обследований и расчетным путем согласно:

- "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.
- Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005 г.
- Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2004 г.

При рассеивании в атмосфере диоксида азота и диоксида серы их ПДКм.р. приняты по новым санитарно-эпидемиологическим требованиям по установлению СЗЗ производственных объектов, утвержденными Приказом Министра национальной экономики РК Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов».

Исходные данные для разработки проекта нормативов НДВ АО "Кристалл Менеджмент" приведены в приложении.

8. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО НОРМАТИВАМ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ

8.1. Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ

Климат резко-континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур, с частыми сильными ветрами, переходящими зачастую в пыльные бури. Максимальная температура летом +35 - +42°C, минимальная зимой -35-40°C. Годовое количество осадков до 150-200 мм выпадает в зимне-весенний период.

Температура. Температурный режим воздуха формируется под влиянием радиационного баланса, циркуляционных процессов и сложных условий подстилающей поверхности.

На территории исследуемого района лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Среднемесячная температура самого жаркого месяца июля колеблется от 26,8 до 27,6 °С, а средние из абсолютных максимальных температур достигают 40-42 °С. Суточные колебания температуры воздуха достигают 14-16 °С. Зимой температуры имеют отрицательные значения, так средняя температура самого холодного месяца января колеблется от -10,8 до -13,8 °С, а средние из абсолютных минимумов температуры воздуха января - от 35 до 40 °С. Средняя абсолютная амплитуда составляет 72-76 °С, а средняя годовая температура воздуха изменяется от 7,0 до 8,6 °С.

Средняя месячная и годовая температура воздуха приведена в таблице 1.3.1.

Средний из абсолютных максимумов температуры воздуха показан в таблице 1.3.2.

Средние из абсолютных минимумов температуры воздуха приведены в таблице 1.3.3.

Таблица 1.3.1. Средняя месячная и годовая температура воздуха

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Джусалы	-11,5	-9,7	-1,1	10,5	19,1	24,8	27,3	24,9	17,8	8,2	-1,2	-8,2	8,4
Злиха	-10,7	-9,6	-0,7	10,5	18,9	24,8	27,6	25,0	17,7	8,3	-0,8	-8,2	8,6

Таблица 1.3.2. Средний из абсолютных максимумов температуры воздуха

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Джусалы	3	6	18	29	35	39	41	38	34	27	15	5	42
Злиха	3	6	18	30	35	39	41	40	35	28	16	6	42

Таблица 1.3.3. Средние из абсолютных минимумов температуры воздуха

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Джусалы	-28	-27	-19	-4	2	9	13	10	2	-6	-17	-23	-30
Злиха	-27	-26	-20	-4	3	8	12	9	1	-7	-17	-25	-32

Период со средней суточной температурой воздуха выше нуля градусов наблюдается с 17-25 марта до 6-12 ноября, что составляет 226-239 дней в году.

Ветер. Для изучаемого района, как и для всей области, характерны частые и сильные ветры северо-восточного и восточного направления. Данные о средней годовой повторяемости направлений ветра и штилей представлены в таблице 1.3.4.

Таблица 1.3.4. Средняя годовая повторяемость направлений ветра и штилей, (%) по данным наблюдений на ближайшей метеостанции в Кармакшинском районе Кызылординской области за период 1986-2010 г.г.

Наименование станций	Направление ветра								
	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Джусалы	14	21	24	4	9	7	13	8	17

Наибольшую повторяемость за год имеют ветры восточного и северо-восточного направления.

Наибольшие скорости ветра отмечаются на метеостанции Джусалы, расположенной в центральной части Кызылординской области. Годовая скорость ветра в районе исследований колеблется от 3,5 до 5,5 м/сек. Данные о годовой скорости ветра представлены в таблице 1.3.5.

Таблица 1.3.5 . Средняя месячная и годовая скорость ветра, (м/сек)

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Джусалы	5,7	6,5	6,1	5,6	5,5	5,4	5,0	4,7	4,7	4,6	5,1	5,6	5,5
Злиха	5,9	5,9	5,9	5,3	4,2	4,3	3,8	3,7	3,9	3,9	4,5	5,3	4,7

В теплый период сильные ветры вызывают пыльные бури, а в холодный - метели.

Влажность воздуха. Годовой ход влажности хорошо отражает континентальные условия климата района, при котором морозному зимнему периоду соответствует высокое значение относительной влажности. Летом широтные градиенты парциального давления водяного пара уменьшаются. Абсолютное содержание влаги достигает максимальных значений, а относительная влажность уменьшается под влиянием сухого континентального воздуха.

Относительная влажность воздуха, характеризующая степень насыщения воздуха водяным паром, меняется в течение года в широких пределах. Относительная влажность < 30 % и более 80 % считается дискомфортной. Так, в изучаемом районе среднемесячная относительная влажность летом достигает 28-34 %, а зимой - 72-86 % и составляет 153 дня с влажностью менее 30 % и 60,3 дня с влажностью более 80 %.

Осадки. Засушливость - одна из отличительных черт климата района. Осадков выпадает очень мало, и они распределяются по сезонам года крайне неравномерно: 60 % всех осадков приходится на зимне-весенний период. Осадки летнего периода не имеют существенного значения, как для увлажнения почвы, так и для развития культурных растений.

Изучаемый регион отличается ярко выраженной засушливостью с годовым количеством осадков 130-137 мм. Объясняется это тем, что район расположен почти в центре Евразии, мало доступен непосредственному воздействию влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником увлажнения. Количество осадков убывает с севера на юг и составляет на севере 137 мм, на юге - 130 мм.

Среднее многолетнее количество осадков, по метеостанциям, представлено в табл.1.3.6.

Таблица 1.3.6. Среднее многолетнее количество осадков, мм

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Джусалы	14	16	18	15	11	8	6	5	6	9	10	18	136
Злиха	17	19	18	18	14	7	5	4	5	19	12	17	130

Характер годового распределения месячных сумм осадков также неоднороден: летом 4-6 мм, зимой 15-17 мм. Осадки ливневого характера с грозами и градом наблюдаются в теплое время года. Зимой ливневые осадки наблюдаются значительно реже.

Снежный покров является фактором, оказывающим существенное влияние на формирование климата в зимний период, главным образом, вследствие большой отражательной способности поверхности снега.

Снежный покров незначителен и неустойчив; образуется он во второй - третьей декаде декабря. Средняя высота его 10-25 см. Устойчиво снег лежит 2,5 месяца. Средние запасы воды в снеге составляют 30-60 мм.

Даты появления и схода снежного покрова, по метеостанциям, представлено в таблице 1.3.7.

Таблица 1.3.7. Даты появления и схода снежного покрова (средняя)

Наименование станции	Число дней со снежным покровом	Дата появления	Дата разрушения
Джусалы	61	25/XI	23/II
Злиха	81	25/XI	5/III

Снежный покров в исследуемом районе образуется в третьей декаде ноября, а сходит во второй декаде марта.

В холодный период наблюдаются туманы, в среднем их бывает 18-27 дней в году.

1.3.1. Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей

Метеорологические условия оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание вредных примесей, поступающих в атмосферу. Наибольшее влияние на рассеивание примесей в атмосферу оказывает режим ветра и температуры. На формирование уровня загрязнения воздуха оказывают также влияние туманы, осадки и радиационный режим.

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.

Осадки очищают воздух от примесей. После длительных и интенсивных осадков высокие концентрации примесей наблюдаются очень редко. Засушливость климата в изучаемом районе не способствует очищению атмосферы.

Солнечная радиация обуславливает фотохимические реакции в атмосфере и формирование различных вторичных продуктов, обладающих часто более токсичными свойствами, чем вещества, поступающие от источников выбросов.

Совокупность климатических условий: режим ветра, застой воздуха, туман, инверсии и т.д., определяет способность атмосферы рассеивать продукты выбросов и формировать некоторый уровень ее загрязнения. Для оценки климатических условий рассеивания примесей на территории СНГ используется показатель - потенциал загрязнения атмосферы (ПЗА), по которому выделяется пять зон. Изучаемый нами район относится к IV зоне с высоким ПЗА.

Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, °C	34,3
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее холодного месяца года, °C	-9,2
Много летняя роза ветров, %	
С	16
СВ	31
В	14
ЮВ	4
Ю	6
ЮЗ	8
З	12
СЗ	9
Штиль	13
Скорость ветра по средним многолетним данным, повторяемость которой составляет 5%, м/с	9

Таким образом, природно-климатические условия контрактной площади характеризуются резко континентальным климатом с жарким сухим продолжительным летом и холодной малоснежной зимой.

Засушливость – одна из отличительных черт климата данного района. Наличие большого дефицита влажности при высоких температурах воздуха создает условия для значительного испарения.

На всей территории данного района дуют сильные ветры, преимущественно северо-восточного направления, которые зимой сдувают снег с поверхности возвышенных частей рельефа и летом поднимают пыльные бури.

8.2. Результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы на существующие положение и с учетом перспективы развития

Целью моделирования рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере является определение степени и дальности воздействия загрязняющих веществ на приземный слой воздуха территорий, прилегающих к производственной базы.

Моделирование рассеивания загрязняющих веществ от источников выбросов в настоящей работе выполняется с применением специально разработанной и утвержденной системы качественных и количественных критериев оценки на основе достоверных сведений: о качественных и количественных характеристиках источников загрязнения, о климатических условиях района место размещения, о «фоновом» состоянии и других определяющих параметров воздушного бассейна.

Расчеты рассеивания (модулирования максимальных расчетных приземных концентраций) выполнены на теплый период года с учетом фоновых концентраций по программному комплексу «ЭРА. V 3.0», НПО «ЛОГОС ПЛЮС».

Указанная программа реализует Методику расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятия, РНД 211.2.01.10-97. Настоящая методика предназначена для расчета концентраций в двухметровом слое над поверхностью земли, а также вертикального распределения концентраций. Степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризуется наибольшим рассчитанным значением концентрации, соответствующим неблагоприятным метеорологическим условиям, в том числе (опасными) скоростью и направлением ветра, встречающимися примерно в (1-2) % случаев.

При одновременном совместном присутствии в атмосферном воздухе нескольких веществ, обладающих суммацией вредного действия, для каждой группы указанных веществ однонаправленного вредного действия рассчитывается безразмерная суммарная.

Концентрация или значения концентраций вредных веществ, обладающих суммацией вредного действия, приводятся условно к значению концентраций одного из них.

Критерием оценки качества атмосферного воздуха служат максимально разовые предельно допустимые концентрации (ПДК) веществ. ПДК рассчитываются в приземном слое атмосферного воздуха с усреднением за период не более 20 минут как отдельные элементы (ПДК) или как суммация токсичного действия ряда загрязняющих веществ в определенном их сочетании, присутствующих в выбросах источников предприятия. Существуют два вида ПДК - один для рабочих участков внутри СЗЗ, и другие более жесткие для населенных пунктов за пределами СЗЗ.

При выполнении моделирования рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере использованы следующие исходные данные:

- Данные параметров источников выбросов загрязняющих веществ, определенных по проектной документации;

- Данные по условиям рассеивания выбросов в атмосфере по данным РГП «Казгидромет». Работы за определением фоновой концентрации на месторождении Караколь, Жалагашский район Кызылординской области не ведутся.

Расчет рассеивания выполнен по программному комплексу «ЭРА».

Результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы на существующее положение и с учетом перспективы развития предприятия.

Согласно пункта 2.1. РНД 211.2.01.01 – 97 максимальное значение приземной концентрации вредного вещества C_m (мг/м³) при выбросе газовой смеси из одиночного точечного источника с круглым устьем достигается при неблагоприятных метеорологических условиях на расстоянии X_m (м) от источника определяется по формуле:

$$C_m = \frac{A * M * F * m * n * \eta}{\sqrt[3]{H^2 * V * \Delta T}} \quad \text{где,}$$

A – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы;

M (г/с) – масса вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу в единицу времени;

F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе;

m и n – коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выброса;

H (м) – высота источника над уровнем земли;

η – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности, в случае ровной и слабо пересеченной местности с перепадами высот, не превышающими 100 м на 1 км, коэффициент равен 1,0;

ΔT (град) – разность между температурой, выбрасываемой газовой смеси T_g и температурой окружающего атмосферного воздуха T_v ;

V_1 (м³/с) – расход газовой смеси, определяемой по формуле:

$$V_1 = \pi * d^2 / 4 * W_0 \quad \text{где,}$$

W_0 (м/с) – средняя скорость выхода газовой смеси из устья источника выброса.

В нашем случае расчет рассеивания загрязняющих веществ был произведен по программе «Эра 3.0».

Результаты расчетов рассеивания приведены в расчетной части.

Степень загрязнения атмосферы оценивается по величинам максимальных приземных концентраций C_m , создаваемых выбросами на границе санитарно-защитной зоны.

Анализ результатов рассеивания показал, что по всем ингредиентам максимальная приземная концентрация в СЗЗ не превышает установленные ПДК, в связи с этим предусматриваются один этап установления НДВ.

Анализ проведенных расчетов приземных концентраций выбросы вредных веществ, отходящих от стационарных источников расположенных на месторождении Караколь АО «Кристалл Менеджмент» показал, что максимальные приземные концентрации по всем ингредиентам создаются ниже их ПДК на границе санитарно-защитной зоны и на основании проведенных в последние годы инструментальных замеров на м/р Караколь максимальные и фактические концентрации ЗВ на границе СЗЗ не превышают 1 ПДК.

Таким образом, проведенные расчеты показывают, что объект не окажет особого воздействия на качество атмосферного воздуха на границе области воздействия.

Результаты определения необходимости расчетов приземных концентраций по веществам приведены в таблице 8.2-1 «Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам на существующее положение».

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам на существующее положение

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" период разработки м/р Караколь на 2027г

Код загр. веще- ства	Н а и м е н о в а н и е вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне- суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ,мг/м3	Выброс вещества г/с (М)	Средневзве- шенная высота, м (Н)	М/(ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Необхо- димость проведе ния расчетов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		0.458946999	3.2	1.1474	Да
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		0.0673923	7.38	0.4493	Да
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		2.253913	4.72	0.4508	Да
0410	Метан (727*)			50	0.173663075	3.91	0.0035	Нет
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	48.22227	3	0.9644	Да
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	17.83341	3	0.5944	Да
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		0.23291514	3	0.7764	Да
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			0.07313508	3	0.3657	Да
0621	Метилбензол (349)	0.6			0.14645007	3	0.2441	Да
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.03	0.01		0.011885	3	0.3962	Да
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (	1			0.11885	3	0.1189	Да

	Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)							
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		0.74599676	3.76	3.730	Да
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		0.099	3	0.198	Да
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			0.039918024	3	4.9898	Да
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.011885	3	0.2377	Да
Примечания: 1. Необходимость расчетов концентраций определяется согласно п.58 МРК-2014. Значение параметра в колонке 8 должно быть >0.01 при Н>10 и >0.1 при Н<10, где Н - средневзвешенная высота ИЗА, которая определяется по стандартной формуле: $\frac{\sum(H_i \cdot M_i)}{\sum M_i}$ где Н _і - фактическая высота ИЗА, М _і - выброс ЗВ, г/с								
2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - ПДКс.с.								

ЭРА v3.0 ИП «ЭКО-ОРДА»

Расчет категории источников, подлежащих контролю
на существующее положение

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" период разработки м/р Караколь на 2027г

Номер источника	Наименование источника выброса	Высота источника, м	КПД очистки сооружений, %	Код вещества	ПДКм.р (ОБУВ, 10*ПДКс.с.) мг/м3	Масса выброса (М) с учетом очистки, г/с	М*100 ПДК*Н*(100-КПД)	Максимальная приземная концентрация (См) мг/м3	См*100 ----- ПДК*(100-КПД)	Категория источника
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0002	Печь подогрева нефти УП-0,2	3.5		0301	Площадка 1 0.2	0.00555	0.0028	0.005	0.025	2
				0304	0.4	0.000902	0.0002	0.0008	0.002	2
				0337	5	0.00661	0.0001	0.006	0.0012	2
				0410	*50	0.00661	0.00001	0.006	0.0001	2
0003	Накопительная емкость РГС	3		0333	0.008	0.002216	0.0277	0.0307	3.8375	1

0004	V-50 м3	3	0415	*50	2.677	0.0054	37.1226	0.7425	2
			0416	*30	0.99	0.0033	13.7286	0.4576	2
			0602	0.3	0.01293	0.0043	0.1793	0.5977	2
			0616	0.2	0.00406	0.002	0.0563	0.2815	2
			0621	0.6	0.00813	0.0014	0.1127	0.1878	2
	Автоналивная система		0333	0.008	0.002216	0.0277	0.0307	3.8375	1
	налива								
	нефти								
			0415	*50	2.677	0.0054	37.1226	0.7425	2
			0416	*30	0.99	0.0033	13.7286	0.4576	2
0006	Печь подогрева нефти УП-0,2	3.5	0602	0.3	0.01293	0.0043	0.1793	0.5977	2
			0616	0.2	0.00406	0.002	0.0563	0.2815	2
			0621	0.6	0.00813	0.0014	0.1127	0.1878	2
			0301	0.2	0.00555	0.0028	0.005	0.025	2
			0304	0.4	0.000902	0.0002	0.0008	0.002	2
0007	Накопительная емкость РГС	3	0337	5	0.00661	0.0001	0.006	0.0012	2
			0410	*50	0.00661	0.00001	0.006	0.0001	2
			0333	0.008	0.002216	0.0277	0.0307	3.8375	1

0008	V-50 м3	3		0415	*50	2.677	0.0054	37.1226	0.7425	2
				0416	*30	0.99	0.0033	13.7286	0.4576	2
				0602	0.3	0.01293	0.0043	0.1793	0.5977	2
				0616	0.2	0.00406	0.002	0.0563	0.2815	2
				0621	0.6	0.00813	0.0014	0.1127	0.1878	2
	Автоналивная система налива			0333	0.008	0.002216	0.0277	0.0307	3.8375	1
0010	нефти	3.5		0415	*50	2.677	0.0054	37.1226	0.7425	2
				0416	*30	0.99	0.0033	13.7286	0.4576	2
				0602	0.3	0.01293	0.0043	0.1793	0.5977	2
				0616	0.2	0.00406	0.002	0.0563	0.2815	2
				0621	0.6	0.00813	0.0014	0.1127	0.1878	2
	Печь подогрева нефти УП-0,2			0301	0.2	0.00555	0.0028	0.005	0.025	2
				0304	0.4	0.000902	0.0002	0.0008	0.002	2
				0337	5	0.00661	0.0001	0.006	0.0012	2
0011		3		0410	*50	0.00661	0.00001	0.006	0.0001	2
	Накопительная емкость РГС			0333	0.008	0.002216	0.0277	0.0307	3.8375	1

	V-50 м3									
				0415	*50	2.677	0.0054	37.1226	0.7425	2
				0416	*30	0.99	0.0033	13.7286	0.4576	2
				0602	0.3	0.01293	0.0043	0.1793	0.5977	2
				0616	0.2	0.00406	0.002	0.0563	0.2815	2
				0621	0.6	0.00813	0.0014	0.1127	0.1878	2
0012	Автоналивная система налива нефти	3		0333	0.008	0.002216	0.0277	0.0307	3.8375	1
				0415	*50	2.677	0.0054	37.1226	0.7425	2
				0416	*30	0.99	0.0033	13.7286	0.4576	2
				0602	0.3	0.01293	0.0043	0.1793	0.5977	2
				0616	0.2	0.00406	0.002	0.0563	0.2815	2
				0621	0.6	0.00813	0.0014	0.1127	0.1878	2
0014	Печь подогрева нефти УП- 0,2	3.5		0301	0.2	0.00555	0.0028	0.005	0.025	2
				0304	0.4	0.000902	0.0002	0.0008	0.002	2
				0337	5	0.00661	0.0001	0.006	0.0012	2
				0410	*50	0.00661	0.00001	0.006	0.0001	2
0015	Накопительная емкость РГС	3		0333	0.008	0.002216	0.0277	0.0307	3.8375	1

0016	V-50 м3	3		0415	*50	2.677	0.0054	37.1226	0.7425	2
				0416	*30	0.99	0.0033	13.7286	0.4576	2
				0602	0.3	0.01293	0.0043	0.1793	0.5977	2
				0616	0.2	0.00406	0.002	0.0563	0.2815	2
				0621	0.6	0.00813	0.0014	0.1127	0.1878	2
	Автоналивная система налива			0333	0.008	0.002216	0.0277	0.0307	3.8375	1
0018	нефти	3.5		0415	*50	2.677	0.0054	37.1226	0.7425	2
				0416	*30	0.99	0.0033	13.7286	0.4576	2
				0602	0.3	0.01293	0.0043	0.1793	0.5977	2
				0616	0.2	0.00406	0.002	0.0563	0.2815	2
				0621	0.6	0.00813	0.0014	0.1127	0.1878	2
	Печь подогрева нефти УП-0,2			0301	0.2	0.00555	0.0028	0.005	0.025	2
				0304	0.4	0.000902	0.0002	0.0008	0.002	2
				0337	5	0.00661	0.0001	0.006	0.0012	2
0019		3		0410	*50	0.00661	0.00001	0.006	0.0001	2
	Накопительная емкость РГС			0333	0.008	0.002216	0.0277	0.0307	3.8375	1

	V-50 м3									
				0415	*50	2.677	0.0054	37.1226	0.7425	2
				0416	*30	0.99	0.0033	13.7286	0.4576	2
				0602	0.3	0.01293	0.0043	0.1793	0.5977	2
				0616	0.2	0.00406	0.002	0.0563	0.2815	2
				0621	0.6	0.00813	0.0014	0.1127	0.1878	2
0020	Автоналивная система налива нефти	3		0333	0.008	0.002216	0.0277	0.0307	3.8375	1
				0415	*50	2.677	0.0054	37.1226	0.7425	2
				0416	*30	0.99	0.0033	13.7286	0.4576	2
				0602	0.3	0.01293	0.0043	0.1793	0.5977	2
				0616	0.2	0.00406	0.002	0.0563	0.2815	2
				0621	0.6	0.00813	0.0014	0.1127	0.1878	2
0022	Печь подогрева нефти УП- 0,2	3.5		0301	0.2	0.00555	0.0028	0.005	0.025	2
				0304	0.4	0.000902	0.0002	0.0008	0.002	2
				0337	5	0.00661	0.0001	0.006	0.0012	2
				0410	*50	0.00661	0.00001	0.006	0.0001	2
0023	Накопительная емкость РГС	3		0333	0.008	0.002216	0.0277	0.0307	3.8375	1

0024	V-50 м3	3		0415	*50	2.677	0.0054	37.1226	0.7425	2
				0416	*30	0.99	0.0033	13.7286	0.4576	2
				0602	0.3	0.01293	0.0043	0.1793	0.5977	2
				0616	0.2	0.00406	0.002	0.0563	0.2815	2
				0621	0.6	0.00813	0.0014	0.1127	0.1878	2
	Автоналивная система налива			0333	0.008	0.002216	0.0277	0.0307	3.8375	1
0026	нефти	3.5		0415	*50	2.677	0.0054	37.1226	0.7425	2
				0416	*30	0.99	0.0033	13.7286	0.4576	2
				0602	0.3	0.01293	0.0043	0.1793	0.5977	2
				0616	0.2	0.00406	0.002	0.0563	0.2815	2
				0621	0.6	0.00813	0.0014	0.1127	0.1878	2
	Печь подогрева нефти УП-0,2			0301	0.2	0.00555	0.0028	0.005	0.025	2
				0304	0.4	0.000902	0.0002	0.0008	0.002	2
				0337	5	0.00661	0.0001	0.006	0.0012	2
0027		3		0410	*50	0.00661	0.00001	0.006	0.0001	2
	Накопительная емкость РГС			0333	0.008	0.002216	0.0277	0.0307	3.8375	1

	V-50 м3									
				0415	*50	2.677	0.0054	37.1226	0.7425	2
				0416	*30	0.99	0.0033	13.7286	0.4576	2
				0602	0.3	0.01293	0.0043	0.1793	0.5977	2
				0616	0.2	0.00406	0.002	0.0563	0.2815	2
				0621	0.6	0.00813	0.0014	0.1127	0.1878	2
0028	Автоналивная система налива нефти	3		0333	0.008	0.002216	0.0277	0.0307	3.8375	1
				0415	*50	2.677	0.0054	37.1226	0.7425	2
				0416	*30	0.99	0.0033	13.7286	0.4576	2
				0602	0.3	0.01293	0.0043	0.1793	0.5977	2
				0616	0.2	0.00406	0.002	0.0563	0.2815	2
				0621	0.6	0.00813	0.0014	0.1127	0.1878	2
0030	Печь подогрева нефти УП- 0,2	3.5		0301	0.2	0.00555	0.0028	0.005	0.025	2
				0304	0.4	0.000902	0.0002	0.0008	0.002	2
				0337	5	0.00661	0.0001	0.006	0.0012	2
				0410	*50	0.00661	0.00001	0.006	0.0001	2
0031	Накопительная емкость РГС	3		0333	0.008	0.002216	0.0277	0.0307	3.8375	1

0032	V-50 м3	3		0415	*50	2.677	0.0054	37.1226	0.7425	2
				0416	*30	0.99	0.0033	13.7286	0.4576	2
				0602	0.3	0.01293	0.0043	0.1793	0.5977	2
				0616	0.2	0.00406	0.002	0.0563	0.2815	2
				0621	0.6	0.00813	0.0014	0.1127	0.1878	2
	Автоналивная система налива			0333	0.008	0.002216	0.0277	0.0307	3.8375	1
0034	нефти	3.5		0415	*50	2.677	0.0054	37.1226	0.7425	2
				0416	*30	0.99	0.0033	13.7286	0.4576	2
				0602	0.3	0.01293	0.0043	0.1793	0.5977	2
				0616	0.2	0.00406	0.002	0.0563	0.2815	2
				0621	0.6	0.00813	0.0014	0.1127	0.1878	2
	Печь подогрева нефти УП-0,2			0301	0.2	0.00555	0.0028	0.0537	0.2685	2
				0304	0.4	0.000902	0.0002	0.0087	0.0218	2
				0337	5	0.00661	0.0001	0.064	0.0128	2
0035		3		0410	*50	0.00661	0.00001	0.064	0.0013	2
	Накопительная емкость РГС			0333	0.008	0.002216	0.0277	0.0307	3.8375	1

0036	V-50 м3	3		0415	*50	2.677	0.0054	37.1226	0.7425	2
				0416	*30	0.99	0.0033	13.7286	0.4576	2
				0602	0.3	0.01293	0.0043	0.1793	0.5977	2
				0616	0.2	0.00406	0.002	0.0563	0.2815	2
				0621	0.6	0.00813	0.0014	0.1127	0.1878	2
	Автоналивная система			0333	0.008	0.002216	0.0277	0.0307	3.8375	1
	налива									
	нефти									
				0415	*50	2.677	0.0054	37.1226	0.7425	2
				0416	*30	0.99	0.0033	13.7286	0.4576	2
				0602	0.3	0.01293	0.0043	0.1793	0.5977	2
				0616	0.2	0.00406	0.002	0.0563	0.2815	2
				0621	0.6	0.00813	0.0014	0.1127	0.1878	2
0037	Печь ПП-0,63	3.5		0301	0.2	0.01558	0.0078	0.0048	0.024	2
				0304	0.4	0.00253	0.0006	0.0008	0.002	2
				0337	5	0.01964	0.0004	0.006	0.0012	2
				0410	*50	0.01964	0.00004	0.006	0.0001	2
0038	ГПЭС №1	3.5		0301	0.2	0.024744	0.0124	0.2395	1.1975	1
				0304	0.4	0.00402	0.001	0.0389	0.0973	2

0039	ГПЭС №2	3.5		0337	5	0.12348	0.0025	1.195	0.239	2
				0410	*50	0.00503	0.00001	0.0487	0.001	2
				0301	0.2	0.024744	0.0124	0.2395	1.1975	1
				0304	0.4	0.00402	0.001	0.0389	0.0973	2
				0337	5	0.12348	0.0025	1.195	0.239	2
				0410	*50	0.00503	0.00001	0.0487	0.001	2
0040	ГПЭС №3	3.5		0301	0.2	0.024744	0.0124	0.2395	1.1975	1
0041	ГПЭС №3	3.5		0304	0.4	0.00402	0.001	0.0389	0.0973	2
				0337	5	0.12348	0.0025	1.195	0.239	2
				0410	*50	0.00503	0.00001	0.0487	0.001	2
				0301	0.2	0.024744	0.0124	0.2395	1.1975	1
				0304	0.4	0.00402	0.001	0.0389	0.0973	2
				0337	5	0.12348	0.0025	1.195	0.239	2
0042	дежурная горелка при тех. обслуживании и ППР основного обор-я	19.5		0410	*50	0.00503	0.00001	0.0487	0.001	2
				0301	0.2	0.02147076	0.0055	0.0076	0.038	2
				0304	0.4	0.003488999	0.0004	0.0012	0.003	2
				0328	0.15	0.0178923	0.0061	0.0189	0.126	2

0043	дизельэлектростанция	3	0337	5	0.178923	0.0018	0.0629	0.0126	2
			0410	*50	0.004473075	0.00001	0.0016	0.00003	2
			0301	0.2	0.0594	0.0297	0.8237	4.1185	1
			0304	0.4	0.0772	0.0193	1.0705	2.6763	1
			0328	0.15	0.0099	0.0066	0.4119	2.746	2
			0330	0.5	0.0198	0.004	0.2746	0.5492	2
			0337	5	0.0495	0.001	0.6864	0.1373	2
			1301	0.03	0.002377	0.0079	0.033	1.1	2
			1325	0.05	0.002377	0.0048	0.033	0.66	2
			2754	1	0.02377	0.0024	0.3296	0.3296	2
0044	Печь ПП-0,63	3.5	0301	0.2	0.01558	0.0078	0.0048	0.024	2
			0304	0.4	0.00253	0.0006	0.0008	0.002	2
			0337	5	0.01964	0.0004	0.006	0.0012	2
			0410	*50	0.01964	0.00004	0.006	0.0001	2
0045	дизельэлектростанция	3	0301	0.2	0.0594	0.0297	0.8237	4.1185	1
			0304	0.4	0.0772	0.0193	1.0705	2.6763	1
			0328	0.15	0.0099	0.0066	0.4119	2.746	2
			0330	0.5	0.0198	0.004	0.2746	0.5492	2
			0337	5	0.0495	0.001	0.6864	0.1373	2

0046	дизельэлектростанция	3	1301	0.03	0.002377	0.0079	0.033	1.1	2
			1325	0.05	0.002377	0.0048	0.033	0.66	2
			2754	1	0.02377	0.0024	0.3296	0.3296	2
			0301	0.2	0.0594	0.0297	0.8237	4.1185	1
0047	дизельэлектростанция	3	0304	0.4	0.0772	0.0193	1.0705	2.6763	1
			0328	0.15	0.0099	0.0066	0.4119	2.746	2
			0330	0.5	0.0198	0.004	0.2746	0.5492	2
			0337	5	0.0495	0.001	0.6864	0.1373	2
			1301	0.03	0.002377	0.0079	0.033	1.1	2
			1325	0.05	0.002377	0.0048	0.033	0.66	2
			2754	1	0.02377	0.0024	0.3296	0.3296	2
			0301	0.2	0.0594	0.0297	0.8237	4.1185	1
			0304	0.4	0.0772	0.0193	1.0705	2.6763	1
			0328	0.15	0.0099	0.0066	0.4119	2.746	2
			0330	0.5	0.0198	0.004	0.2746	0.5492	2
			0337	5	0.0495	0.001	0.6864	0.1373	2
			1301	0.03	0.002377	0.0079	0.033	1.1	2
			1325	0.05	0.002377	0.0048	0.033	0.66	2
			2754	1	0.02377	0.0024	0.3296	0.3296	2

0048	дизельэлектростанция	3	0301	0.2	0.0594	0.0297	0.8237	4.1185	1
			0304	0.4	0.0772	0.0193	1.0705	2.6763	1
			0328	0.15	0.0099	0.0066	0.4119	2.746	2
			0330	0.5	0.0198	0.004	0.2746	0.5492	2
			0337	5	0.0495	0.001	0.6864	0.1373	2
			1301	0.03	0.002377	0.0079	0.033	1.1	2
			1325	0.05	0.002377	0.0048	0.033	0.66	2
			2754	1	0.02377	0.0024	0.3296	0.3296	2
0049	ГПЭС №3	3.5	0301	0.2	0.024744	0.0124	0.2395	1.1975	1
			0304	0.4	0.00402	0.001	0.0389	0.0973	2
			0337	5	0.12348	0.0025	1.195	0.239	2
			0410	*50	0.00503	0.00001	0.0487	0.001	2
0050	ГПЭС №3	3.5	0301	0.2	0.024744	0.0124	0.2395	1.1975	1
			0304	0.4	0.00402	0.001	0.0389	0.0973	2
			0337	5	0.12348	0.0025	1.195	0.239	2
			0410	*50	0.00503	0.00001	0.0487	0.001	2
0051	ГПЭС №3	3.5	0301	0.2	0.024744	0.0124	0.2395	1.1975	1
			0304	0.4	0.00402	0.001	0.0389	0.0973	2
			0337	5	0.12348	0.0025	1.195	0.239	2

0052	ГПЭС №3	3.5		0410	*50	0.00503	0.00001	0.0487	0.001	2
				0301	0.2	0.024744	0.0124	0.2395	1.1975	1
0053	ГПЭС №3	3.5		0304	0.4	0.00402	0.001	0.0389	0.0973	2
				0337	5	0.12348	0.0025	1.195	0.239	2
				0410	*50	0.00503	0.00001	0.0487	0.001	2
				0301	0.2	0.024744	0.0124	0.2395	1.1975	1
				0304	0.4	0.00402	0.001	0.0389	0.0973	2
0054	ГПЭС №3	3.5		0337	5	0.12348	0.0025	1.195	0.239	2
				0410	*50	0.00503	0.00001	0.0487	0.001	2
				0301	0.2	0.024744	0.0124	0.2395	1.1975	1
				0304	0.4	0.00402	0.001	0.0389	0.0973	2
				0337	5	0.12348	0.0025	1.195	0.239	2
0055	ГПЭС №3	3.5		0410	*50	0.00503	0.00001	0.0487	0.001	2
				0301	0.2	0.024744	0.0124	0.2395	1.1975	1
				0304	0.4	0.00402	0.001	0.0389	0.0973	2
				0337	5	0.12348	0.0025	1.195	0.239	2
				0410	*50	0.00503	0.00001	0.0487	0.001	2
0056	ГПЭС №3	3.5		0301	0.2	0.024744	0.0124	0.2395	1.1975	1
				0304	0.4	0.00402	0.001	0.0389	0.0973	2

0057	ГПЭС №3	3.5	0337	5	0.12348	0.0025	1.195	0.239	2
			0410	*50	0.00503	0.00001	0.0487	0.001	2
			0301	0.2	0.024744	0.0124	0.2395	1.1975	1
			0304	0.4	0.00402	0.001	0.0389	0.0973	2
0058	ГПЭС №3	3.5	0337	5	0.12348	0.0025	1.195	0.239	2
			0410	*50	0.00503	0.00001	0.0487	0.001	2
			0301	0.2	0.024744	0.0124	0.2395	1.1975	1
			0304	0.4	0.00402	0.001	0.0389	0.0973	2
6001	Насос перекачки нефти		0337	5	0.12348	0.0025	1.195	0.239	2
			0410	*50	0.00503	0.00001	0.0487	0.001	2
			0333	0.008	0.000003336	0.00004	0.0001	0.0125	2
			0415	*50	0.00403	0.00001	0.1439	0.0029	2
			0416	*30	0.00149	0.00001	0.0532	0.0018	2
			0602	0.3	0.00001946	0.00001	0.0007	0.0023	2
6002	Насос перекачки нефти	2	0616	0.2	0.00000612	0.000003	0.0002	0.001	2
			0621	0.6	0.00001223	0.000002	0.0004	0.0007	2
			0333	0.008	0.000003336	0.00004	0.0001	0.0125	2
			0415	*50	0.00403	0.00001	0.1439	0.0029	2
			0416	*30	0.00149	0.00001	0.0532	0.0018	2

6003	Насос перекачки нефти			0602	0.3	0.00001946	0.00001	0.0007	0.0023	2
				0616	0.2	0.00000612	0.000003	0.0002	0.001	2
				0621	0.6	0.00001223	0.000002	0.0004	0.0007	2
				0333	0.008	0.000003336	0.00004	0.0001	0.0125	2
				0415	*50	0.00403	0.00001	0.1439	0.0029	2
				0416	*30	0.00149	0.00001	0.0532	0.0018	2
6004	Насос перекачки нефти			0602	0.3	0.00001946	0.00001	0.0007	0.0023	2
				0616	0.2	0.00000612	0.000003	0.0002	0.001	2
				0621	0.6	0.00001223	0.000002	0.0004	0.0007	2
				0333	0.008	0.000003336	0.00004	0.0001	0.0125	2
				0415	*50	0.00403	0.00001	0.1439	0.0029	2
				0416	*30	0.00149	0.00001	0.0532	0.0018	2
6005	Насос перекачки нефти			0602	0.3	0.00001946	0.00001	0.0007	0.0023	2
				0616	0.2	0.00000612	0.000003	0.0002	0.001	2
				0621	0.6	0.00001223	0.000002	0.0004	0.0007	2
				0333	0.008	0.000003336	0.00004	0.0001	0.0125	2
				0415	*50	0.00403	0.00001	0.1439	0.0029	2
				0416	*30	0.00149	0.00001	0.0532	0.0018	2
				0602	0.3	0.00001946	0.00001	0.0007	0.0023	2

6006	Насос перекачки нефти		0616	0.2	0.00000612	0.000003	0.0002	0.001	2
			0621	0.6	0.00001223	0.000002	0.0004	0.0007	2
			0333	0.008	0.000003336	0.00004	0.0001	0.0125	2
			0415	*50	0.00403	0.00001	0.1439	0.0029	2
			0416	*30	0.00149	0.00001	0.0532	0.0018	2
			0602	0.3	0.00001946	0.00001	0.0007	0.0023	2
6007	Насос перекачки нефти		0616	0.2	0.00000612	0.000003	0.0002	0.001	2
			0621	0.6	0.00001223	0.000002	0.0004	0.0007	2
			0333	0.008	0.000003336	0.00004	0.0001	0.0125	2
			0415	*50	0.00403	0.00001	0.1439	0.0029	2
			0416	*30	0.00149	0.00001	0.0532	0.0018	2
			0602	0.3	0.00001946	0.00001	0.0007	0.0023	2
6008	Насос перекачки нефти		0616	0.2	0.00000612	0.000003	0.0002	0.001	2
			0621	0.6	0.00001223	0.000002	0.0004	0.0007	2
			0333	0.008	0.000003336	0.00004	0.0001	0.0125	2
			0415	*50	0.00403	0.00001	0.1439	0.0029	2
			0416	*30	0.00149	0.00001	0.0532	0.0018	2
			0602	0.3	0.00001946	0.00001	0.0007	0.0023	2
			0616	0.2	0.00000612	0.000003	0.0002	0.001	2

6009	Насос перекачки нефти			0621	0.6	0.00001223	0.000002	0.0004	0.0007	2
				0333	0.008	0.000003336	0.00004	0.0001	0.0125	2
				0415	*50	0.00403	0.00001	0.1439	0.0029	2
				0416	*30	0.00149	0.00001	0.0532	0.0018	2
				0602	0.3	0.00001946	0.00001	0.0007	0.0023	2
				0616	0.2	0.00000612	0.000003	0.0002	0.001	2
				0621	0.6	0.00001223	0.000002	0.0004	0.0007	2
Примечания: 1. М и См умножаются на 100/100-КПД только при значении КПД очистки >75%. (ОНД-90,Ич.,п.5.6.3)										
2. К 1-й категории относятся источники с См/ПДК>0.5 и М/(ПДК*Н)>0.01. При Н<10м принимают Н=10. (ОНД-90,Ич.,п.5.6.3)										
3. В случае отсутствия ПДКм.р. в колонке 6 указывается "*" - для значения ОБУВ, "***" - для ПДКс.с										
4. Способ сортировки: по возрастанию кода ИЗА и кода ЗВ										

8.3. Предложения по нормативам допустимых выбросов (НДВ) по каждому источнику и ингредиенту

Уровень загрязнения воздушного бассейна в районе расположения производственных площадок определяется на основе расчетов приземных концентраций загрязняющих веществ в воздухе от выбросов предприятия в соответствии с требованиями «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду», утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10.03.2021 года № 63.

На основании проведенных расчетов выбросов в атмосферу и анализа проведенного моделирования максимальных приземных концентраций закономерно сделать следующие выводы:

- На предприятии, по всем веществам, расчетная приземная концентрация на границе санитарно-защитной зоны ниже ПДК, установленных для селитебных зон;
- Изолинии 1 ПДК по всем веществам и группам суммации, находятся в пределах установленной нормативной СЗЗ.

В настоящем проекте нормативов предельно допустимых выбросов (НДВ) предлагаются нормативы для источников загрязнения атмосферы при эксплуатации месторождения. Все представленные расходы, расчеты выбросов рассчитывались при нормальном функционировании предприятия.

Нормативы допустимых выбросов по каждому источнику и ингредиенту на 2027год, по источникам загрязнения и по веществам, представлены в таблице ниже:

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" период разработки м/р Караколь на 2027г

Производство цех, участок	Но- мер ис- точ- ника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						
		существующее положение		на 2027год		Н Д В		год дос- тиже ния НДВ
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
**0301, Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
скважина К-1	0006	0.003816	0.0962	0.00555	0.1752	0.00555	0.1752	2026
скважина К-2	0010	0.003816	0.0962	0.00555	0.1752	0.00555	0.1752	2026
скважина КМ-7	0002	0.003816	0.0962	0.00555	0.1752	0.00555	0.1752	2026
скважина К-3	0026	0.003816	0.0962	0.00555	0.1752	0.00555	0.1752	2026
скважина К-4	0018	0.003816	0.0962	0.00555	0.1752	0.00555	0.1752	2026
скважина К-5	0022	0.003816	0.0962	0.00555	0.1752	0.00555	0.1752	2026
скважина К-8	0030	0.003816	0.0962	0.00555	0.1752	0.00555	0.1752	2026
скважина К-10	0034	0.003816	0.1924	0.00555	0.1752	0.00555	0.1752	2026

месторождение Караколь	0037	0.00998	0.252	0.01558	0.491	0.01558	0.491	2026
месторождение Караколь	0038	0.02912	0.7344	0.024744	0.77976	0.024744	0.77976	2026
месторождение Караколь	0039	0.02912	0.7344	0.024744	0.77976	0.024744	0.77976	2026
месторождение Караколь	0040	0.02912	0.7344	0.024744	0.77976	0.024744	0.77976	2026
месторождение Караколь	0041	0.02912	0.7344	0.024744	0.77976	0.024744	0.77976	2026
месторождение Караколь	0043	0.0594	1.5	0.0594	1.875	0.0594	1.875	2026
месторождение Караколь	0044	0.00998	0.252	0.01558	0.491	0.01558	0.491	2026
месторождение Караколь	0045	0.0594	1.5	0.0594	1.875	0.0594	1.875	2026
месторождение Караколь	0046	0.0594	1.5	0.0594	1.875	0.0594	1.875	2026
месторождение Караколь	0047	0.0594	1.5	0.0594	1.875	0.0594	1.875	2026
месторождение Караколь	0048	0.0594	1.5	0.0594	1.875	0.0594	1.875	2026
месторождение Караколь	0049	0.02912	0.7344	0.024744	0.77976	0.024744	0.77976	2026
месторождение Караколь	0050	0.02912	0.7344	0.024744	0.77976	0.024744	0.77976	2026
месторождение Караколь	0051	0.02912	0.7344	0.024744	0.77976	0.024744	0.77976	2026
месторождение Караколь	0052	0.02912	0.7344	0.024744	0.77976	0.024744	0.77976	2026
месторождение Караколь	0053	0.02912	0.7344	0.024744	0.77976	0.024744	0.77976	2026
месторождение Караколь	0054	0.02912	0.7344	0.024744	0.77976	0.024744	0.77976	2026
месторождение Караколь	0055	0.02912	0.7344	0.024744	0.77976	0.024744	0.77976	2026
месторождение Караколь	0056	0.02912	0.7344	0.024744	0.77976	0.024744	0.77976	2026
месторождение Караколь	0057	0.02912	0.7344	0.024744	0.77976	0.024744	0.77976	2026
месторождение Караколь	0058	0.02912	0.7344	0.024744	0.77976	0.024744	0.77976	2026
скважина К-6	0014			0.00555	0.1752	0.00555	0.1752	2026

Итого:		0.783536058	19.836028935	0.74599676	23.527541887	0.74599676	23.527541887	
Всего по		0.783536058	19.836028935	0.74599676	23.527541887	0.74599676	23.527541887	2026
загрязняющему								
веществу:								
**0304, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
скважина К-1	0006	0.00062	0.01564	0.000902	0.02847	0.000902	0.02847	2026
скважина К-2	0010	0.00062	0.01564	0.000902	0.02847	0.000902	0.02847	2026
скважина КМ-7	0002	0.00062	0.01564	0.000902	0.02847	0.000902	0.02847	2026
скважина К-3	0026	0.00062	0.01564	0.000902	0.02847	0.000902	0.02847	2026
скважина К-4	0018	0.00062	0.01564	0.000902	0.02847	0.000902	0.02847	2026
скважина К-5	0022	0.00062	0.01564	0.000902	0.02847	0.000902	0.02847	2026
скважина К-8	0030	0.00062	0.01564	0.000902	0.02847	0.000902	0.02847	2026
скважина К-10	0034	0.00062	0.03128	0.000902	0.02847	0.000902	0.02847	2026
месторождение Караколь	0037	0.00162	0.0409	0.00253	0.0798	0.00253	0.0798	2026
месторождение Караколь	0038	0.00473	0.11934	0.00402	0.1267	0.00402	0.1267	2026
месторождение Караколь	0039	0.00473	0.11934	0.00402	0.1267	0.00402	0.1267	2026
месторождение Караколь	0040	0.00473	0.11934	0.00402	0.1267	0.00402	0.1267	2026
месторождение Караколь	0041	0.00473	0.11934	0.00402	0.1267	0.00402	0.1267	2026

месторождение Караколь	0043	0.0772	1.95	0.0772	2.438	0.0772	2.438	2026
месторождение Караколь	0044	0.00162	0.0409	0.00253	0.0798	0.00253	0.0798	2026
месторождение Караколь	0045	0.0772	1.95	0.0772	2.438	0.0772	2.438	2026
месторождение Караколь	0046	0.0772	1.95	0.0772	2.438	0.0772	2.438	2026
месторождение Караколь	0047	0.0772	1.95	0.0772	2.438	0.0772	2.438	2026
месторождение Караколь	0048	0.0772	1.95	0.0772	2.438	0.0772	2.438	2026
месторождение Караколь	0049	0.00473	0.11934	0.00402	0.1267	0.00402	0.1267	2026
месторождение Караколь	0050	0.00473	0.11934	0.00402	0.1267	0.00402	0.1267	2026
месторождение Караколь	0051	0.00473	0.11934	0.00402	0.1267	0.00402	0.1267	2026
месторождение Караколь	0052	0.00473	0.11934	0.00402	0.1267	0.00402	0.1267	2026
месторождение Караколь	0053	0.00473	0.11934	0.00402	0.1267	0.00402	0.1267	2026
месторождение Караколь	0054	0.00473	0.11934	0.00402	0.1267	0.00402	0.1267	2026
месторождение Караколь	0055	0.00473	0.11934	0.00402	0.1267	0.00402	0.1267	2026
месторождение Караколь	0056	0.00473	0.11934	0.00402	0.1267	0.00402	0.1267	2026
месторождение Караколь	0057	0.00473	0.11934	0.00402	0.1267	0.00402	0.1267	2026
месторождение Караколь	0058	0.00473	0.11934	0.00402	0.1267	0.00402	0.1267	2026
скважина К-6	0014			0.000902	0.02847	0.000902	0.02847	2026
Итого:		0.465029809	11.754572202	0.458946999	14.489659057	0.458946999	14.489659057	
Всего по загрязняющему веществу:		0.465029809	11.754572202	0.458946999	14.489659057	0.458946999	14.489659057	2026

**0328, Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)									
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и									
месторождение Караколь	0043	0.0099	0.25	0.0099	0.3125	0.0099	0.3125	2026	
месторождение Караколь	0045	0.0099	0.25	0.0099	0.3125	0.0099	0.3125	2026	
месторождение Караколь	0046	0.0099	0.25	0.0099	0.3125	0.0099	0.3125	2026	
месторождение Караколь	0047	0.0099	0.25	0.0099	0.3125	0.0099	0.3125	2026	
месторождение Караколь	0048	0.0099	0.25	0.0099	0.3125	0.0099	0.3125	2026	
Итого:		0.073140048	1.820524113	0.0673923	2.126751573	0.0673923	2.126751573		
Всего по		0.073140048	1.820524113	0.0673923	2.126751573	0.0673923	2.126751573	2026	
загрязняющему									
веществу:									
**0330, Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)									
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и									
месторождение Караколь	0043	0.0198	0.5	0.0198	0.625	0.0198	0.625	2026	
месторождение Караколь	0045	0.0198	0.5	0.0198	0.625	0.0198	0.625	2026	
месторождение Караколь	0046	0.0198	0.5	0.0198	0.625	0.0198	0.625	2026	
месторождение Караколь	0047	0.0198	0.5	0.0198	0.625	0.0198	0.625	2026	
месторождение Караколь	0048	0.0198	0.5	0.0198	0.625	0.0198	0.625	2026	
Итого:		0.099	2.5	0.099	3.125	0.099	3.125		
Всего по		0.099	2.5	0.099	3.125	0.099	3.125	2026	

загрязняющему									
веществу:									
**0333, Сероводород (Дигидросульфид) (518)									
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и									
скважина К-1	0007	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	2026	
скважина К-1	0008	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	2026	
скважина К-2	0011	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	2026	
скважина К-2	0012	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	2026	
скважина КМ-7	0003	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	2026	
скважина КМ-7	0004	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	2026	
скважина К-3	0027	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	2026	
скважина К-3	0028	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	2026	
скважина К-4	0019	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	2026	
скважина К-4	0020	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	2026	
скважина К-5	0023	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	2026	
скважина К-5	0024	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	2026	
скважина К-8	0031	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	2026	
скважина К-8	0032	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	2026	
скважина К-10	0035	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	2026	
скважина К-10	0036	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	2026	
скважина К-6	0015			0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	2026	
скважина К-6	0016			0.002216	0.00268	0.002216	0.00268	2026	

АО «Кристалл Менеджмент»

Итого:		0.035456	0.04288	0.039888	0.04824	0.039888	0.04824	
Неорганизованные источники								
скважина К-1	6002	0.000003336	0.0000841	0.000003336	0.0001051	0.000003336	0.0001051	2026
скважина К-2	6003	0.000003336	0.0000841	0.000003336	0.0001051	0.000003336	0.0001051	2026
скважина КМ-7	6001	0.000003336	0.0000841	0.000003336	0.0001051	0.000003336	0.0001051	2026
скважина К-3	6006	0.000003336	0.0000841	0.000003336	0.0001051	0.000003336	0.0001051	2026
скважина К-4	6005	0.000003336	0.0000841	0.000003336	0.0001051	0.000003336	0.0001051	2026
скважина К-5	6008	0.000003336	0.0000841	0.000003336	0.0001051	0.000003336	0.0001051	2026
скважина К-8	6007	0.000003336	0.0000841	0.000003336	0.0001051	0.000003336	0.0001051	2026
скважина К-10	6009	0.000003336	0.0000841	0.000003336	0.0001051	0.000003336	0.0001051	2026
скважина К-6	6004			0.000003336	0.0001051	0.000003336	0.0001051	2026
Итого:		0.000026688	0.0006728	0.000030024	0.0009459	0.000030024	0.0009459	
Всего по загрязняющему веществу:		0.000026688	0.0006728	0.039918024	0.0491859	0.039918024	0.0491859	2026
**0337, Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)								
Организованные источники								
скважина К-1	0006	0.00548	0.1383	0.00661	0.2085	0.00661	0.2085	2026
скважина К-2	0010	0.00548	0.1383	0.00661	0.2085	0.00661	0.2085	2026
скважина КМ-7	0002	0.00548	0.1383	0.00661	0.2085	0.00661	0.2085	2026
скважина К-3	0026	0.00548	0.1383	0.00661	0.2085	0.00661	0.2085	2026

скважина К-4	0018	0.00548	0.1383	0.00661	0.2085	0.00661	0.2085	2026
скважина К-5	0022	0.00548	0.1383	0.00661	0.2085	0.00661	0.2085	2026
скважина К-8	0030	0.00548	0.1383	0.00661	0.2085	0.00661	0.2085	2026
скважина К-10	0034	0.00548	0.2766	0.00661	0.2085	0.00661	0.2085	2026
месторождение Караколь	0037	0.01572	0.397	0.01964	0.619	0.01964	0.619	2026
месторождение Караколь	0038	0.1428	3.675	0.12348	3.8997	0.12348	3.8997	2026
месторождение Караколь	0039	0.1428	3.675	0.12348	3.8997	0.12348	3.8997	2026
месторождение Караколь	0040	0.1428	3.675	0.12348	3.8997	0.12348	3.8997	2026
месторождение Караколь	0041	0.1428	3.675	0.12348	3.8997	0.12348	3.8997	2026
месторождение Караколь	0043	0.0495	1.25	0.0495	1.563	0.0495	1.563	2026
месторождение Караколь	0044	0.01572	0.397	0.01964	0.619	0.01964	0.619	2026
месторождение Караколь	0045	0.0495	1.25	0.0495	1.563	0.0495	1.563	2026
месторождение Караколь	0046	0.0495	1.25	0.0495	1.563	0.0495	1.563	2026
месторождение Караколь	0047	0.0495	1.25	0.0495	1.563	0.0495	1.563	2026
месторождение Караколь	0048	0.0495	1.25	0.0495	1.563	0.0495	1.563	2026
месторождение Караколь	0049	0.1428	3.675	0.12348	3.8997	0.12348	3.8997	2026
месторождение Караколь	0050	0.1428	3.675	0.12348	3.8997	0.12348	3.8997	2026
месторождение Караколь	0051	0.1428	3.675	0.12348	3.8997	0.12348	3.8997	2026
месторождение Караколь	0052	0.1428	3.675	0.12348	3.8997	0.12348	3.8997	2026
месторождение Караколь	0053	0.1428	3.675	0.12348	3.8997	0.12348	3.8997	2026
месторождение Караколь	0054	0.1428	3.675	0.12348	3.8997	0.12348	3.8997	2026
месторождение Караколь	0055	0.1428	3.675	0.12348	3.8997	0.12348	3.8997	2026

АО «Кристалл Менеджмент»

месторождение Караколь	0056	0.1428	3.675	0.12348	3.8997	0.12348	3.8997	2026
месторождение Караколь	0057	0.1428	3.675	0.12348	3.8997	0.12348	3.8997	2026
месторождение Караколь	0058	0.1428	3.675	0.12348	3.8997	0.12348	3.8997	2026
скважина К-6	0014			0.00661	0.2085	0.00661	0.2085	2026
Итого:		2.55838048	65.443941122	2.253913	71.167815728	2.253913	71.167815728	
Всего по загрязняющему веществу:		2.55838048	65.443941122	2.253913	71.167815728	2.253913	71.167815728	2026
**0410, Метан (727*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
скважина К-1	0006	0.00548	0.1383	0.00661	0.2085	0.00661	0.2085	2026
скважина К-2	0010	0.00548	0.1383	0.00661	0.2085	0.00661	0.2085	2026
скважина КМ-7	0002	0.00548	0.1383	0.00661	0.2085	0.00661	0.2085	2026
скважина К-3	0026	0.00548	0.1383	0.00661	0.2085	0.00661	0.2085	2026
скважина К-4	0018	0.00548	0.1383	0.00661	0.2085	0.00661	0.2085	2026
скважина К-5	0022	0.00548	0.1383	0.00661	0.2085	0.00661	0.2085	2026
скважина К-8	0030	0.00548	0.1383	0.00661	0.2085	0.00661	0.2085	2026
скважина К-10	0034	0.00548	0.2766	0.00661	0.2085	0.00661	0.2085	2026
месторождение Караколь	0037	0.01572	0.397	0.01964	0.619	0.01964	0.619	2026
месторождение Караколь	0038	0.0058	0.149	0.00503	0.1589	0.00503	0.1589	2026
месторождение Караколь	0039	0.0058	0.149	0.00503	0.1589	0.00503	0.1589	2026

АО «Кристалл Менеджмент»

месторождение Караколь	0040	0.0058	0.149	0.00503	0.1589	0.00503	0.1589	2026
месторождение Караколь	0041	0.0058	0.149	0.00503	0.1589	0.00503	0.1589	2026
месторождение Караколь	0044	0.01572	0.397	0.01964	0.619	0.01964	0.619	2026
месторождение Караколь	0049	0.0058	0.149	0.00503	0.1589	0.00503	0.1589	2026
месторождение Караколь	0050	0.0058	0.149	0.00503	0.1589	0.00503	0.1589	2026
месторождение Караколь	0051	0.0058	0.149	0.00503	0.1589	0.00503	0.1589	2026
месторождение Караколь	0052	0.0058	0.149	0.00503	0.1589	0.00503	0.1589	2026
месторождение Караколь	0053	0.0058	0.149	0.00503	0.1589	0.00503	0.1589	2026
месторождение Караколь	0054	0.0058	0.149	0.00503	0.1589	0.00503	0.1589	2026
месторождение Караколь	0055	0.0058	0.149	0.00503	0.1589	0.00503	0.1589	2026
месторождение Караколь	0056	0.0058	0.149	0.00503	0.1589	0.00503	0.1589	2026
месторождение Караколь	0057	0.0058	0.149	0.00503	0.1589	0.00503	0.1589	2026
месторождение Караколь	0058	0.0058	0.149	0.00503	0.1589	0.00503	0.1589	2026
скважина К-6	0014			0.00661	0.2085	0.00661	0.2085	2026
Итого:		0.162390012	4.267331029	0.173663075	5.480162893	0.173663075	5.480162893	
Всего по		0.162390012	4.267331029	0.173663075	5.480162893	0.173663075	5.480162893	2026
загрязняющему								
веществу:								
**0415, Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
скважина К-1	0007	2.677	3.24	2.677	3.24	2.677	3.24	2026

АО «Кристалл Менеджмент»

скважина К-1	0008	2.677	3.24	2.677	3.24	2.677	3.24	2026
скважина К-2	0011	2.677	3.24	2.677	3.24	2.677	3.24	2026
скважина К-2	0012	2.677	3.24	2.677	3.24	2.677	3.24	2026
скважина КМ-7	0003	2.677	3.24	2.677	3.24	2.677	3.24	2026
скважина КМ-7	0004	2.677	3.24	2.677	3.24	2.677	3.24	2026
скважина К-3	0027	2.677	3.24	2.677	3.24	2.677	3.24	2026
скважина К-3	0028	2.677	3.24	2.677	3.24	2.677	3.24	2026
скважина К-4	0019	2.677	3.24	2.677	3.24	2.677	3.24	2026
скважина К-4	0020	2.677	3.24	2.677	3.24	2.677	3.24	2026
скважина К-5	0023	2.677	3.24	2.677	3.24	2.677	3.24	2026
скважина К-5	0024	2.677	3.24	2.677	3.24	2.677	3.24	2026
скважина К-8	0031	2.677	3.24	2.677	3.24	2.677	3.24	2026
скважина К-8	0032	2.677	3.24	2.677	3.24	2.677	3.24	2026
скважина К-10	0035	2.677	3.24	2.677	3.24	2.677	3.24	2026
скважина К-10	0036	2.677	3.24	2.677	3.24	2.677	3.24	2026
скважина К-6	0015			2.677	3.24	2.677	3.24	2026
скважина К-6	0016			2.677	3.24	2.677	3.24	2026
Итого:		42.832	51.84	48.186	58.32	48.186	58.32	
Неорганизованные источники								
скважина К-1	6002	0.00403	0.1016	0.00403	0.127	0.00403	0.127	2026
скважина К-2	6003	0.00403	0.1016	0.00403	0.127	0.00403	0.127	2026
скважина КМ-7	6001	0.00403	0.1016	0.00403	0.127	0.00403	0.127	2026

АО «Кристалл Менеджмент»

скважина К-3	6006	0.00403	0.1016	0.00403	0.127	0.00403	0.127	2026
скважина К-4	6005	0.00403	0.1016	0.00403	0.127	0.00403	0.127	2026
скважина К-5	6008	0.00403	0.1016	0.00403	0.127	0.00403	0.127	2026
скважина К-8	6007	0.00403	0.1016	0.00403	0.127	0.00403	0.127	2026
скважина К-10	6009	0.00403	0.1016	0.00403	0.127	0.00403	0.127	2026
скважина К-6	6004			0.00403	0.127	0.00403	0.127	2026
Итого:		0.03224	0.8128	0.03627	1.143	0.03627	1.143	
Всего по		42.86424	52.6528	48.22227	59.463	48.22227	59.463	2026
загрязняющему								
веществу:								
**0416, Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
скважина К-1	0007	0.99	1.198	0.99	1.198	0.99	1.198	2026
скважина К-1	0008	0.99	1.198	0.99	1.198	0.99	1.198	2026
скважина К-2	0011	0.99	1.198	0.99	1.198	0.99	1.198	2026
скважина К-2	0012	0.99	1.198	0.99	1.198	0.99	1.198	2026
скважина КМ-7	0003	0.99	1.198	0.99	1.198	0.99	1.198	2026
скважина КМ-7	0004	0.99	1.198	0.99	1.198	0.99	1.198	2026
скважина К-3	0027	0.99	1.198	0.99	1.198	0.99	1.198	2026
скважина К-3	0028	0.99	1.198	0.99	1.198	0.99	1.198	2026
скважина К-4	0019	0.99	1.198	0.99	1.198	0.99	1.198	2026

АО «Кристалл Менеджмент»

скважина К-4	0020	0.99	1.198	0.99	1.198	0.99	1.198	2026
скважина К-5	0023	0.99	1.198	0.99	1.198	0.99	1.198	2026
скважина К-5	0024	0.99	1.198	0.99	1.198	0.99	1.198	2026
скважина К-8	0031	0.99	1.198	0.99	1.198	0.99	1.198	2026
скважина К-8	0032	0.99	1.198	0.99	1.198	0.99	1.198	2026
скважина К-10	0035	0.99	1.198	0.99	1.198	0.99	1.198	2026
скважина К-10	0036	0.99	1.198	0.99	1.198	0.99	1.198	2026
скважина К-6	0015			0.99	1.198	0.99	1.198	2026
скважина К-6	0016			0.99	1.198	0.99	1.198	2026
Итого:		15.84	19.168	17.82	21.564	17.82	21.564	
Неорганизованные источники								
скважина К-1	6002	0.00149	0.0376	0.00149	0.047	0.00149	0.047	2026
скважина К-2	6003	0.00149	0.0376	0.00149	0.047	0.00149	0.047	2026
скважина КМ-7	6001	0.00149	0.0376	0.00149	0.047	0.00149	0.047	2026
скважина К-3	6006	0.00149	0.0376	0.00149	0.047	0.00149	0.047	2026
скважина К-4	6005	0.00149	0.0376	0.00149	0.047	0.00149	0.047	2026
скважина К-5	6008	0.00149	0.0376	0.00149	0.047	0.00149	0.047	2026
скважина К-8	6007	0.00149	0.0376	0.00149	0.047	0.00149	0.047	2026
скважина К-10	6009	0.00149	0.0376	0.00149	0.047	0.00149	0.047	2026
скважина К-6	6004			0.00149	0.047	0.00149	0.047	2026
Итого:		0.01192	0.3008	0.01341	0.423	0.01341	0.423	

Всего по		15.85192	19.4688	17.83341	21.987	17.83341	21.987	2026
загрязняющему								
веществу:								
**0602, Бензол (64)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
скважина К-1	0007	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	2026
скважина К-1	0008	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	2026
скважина К-2	0011	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	2026
скважина К-2	0012	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	2026
скважина КМ-7	0003	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	2026
скважина КМ-7	0004	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	2026
скважина К-3	0027	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	2026
скважина К-3	0028	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	2026
скважина К-4	0019	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	2026
скважина К-4	0020	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	2026
скважина К-5	0023	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	2026
скважина К-5	0024	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	2026
скважина К-8	0031	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	2026
скважина К-8	0032	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	2026
скважина К-10	0035	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	2026
скважина К-10	0036	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	2026
скважина К-6	0015			0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	2026

АО «Кристалл Менеджмент»

скважина К-6	0016			0.01293	0.01565	0.01293	0.01565	2026
Итого:		0.20688	0.2504	0.23274	0.2817	0.23274	0.2817	
Неорганизованные источники								
скважина К-1	6002	0.00001946	0.000491	0.00001946	0.000613	0.00001946	0.000613	2026
скважина К-2	6003	0.00001946	0.000491	0.00001946	0.000613	0.00001946	0.000613	2026
скважина КМ-7	6001	0.00001946	0.000491	0.00001946	0.000613	0.00001946	0.000613	2026
скважина К-3	6006	0.00001946	0.000491	0.00001946	0.000613	0.00001946	0.000613	2026
скважина К-4	6005	0.00001946	0.000491	0.00001946	0.000613	0.00001946	0.000613	2026
скважина К-5	6008	0.00001946	0.000491	0.00001946	0.000613	0.00001946	0.000613	2026
скважина К-8	6007	0.00001946	0.000491	0.00001946	0.000613	0.00001946	0.000613	2026
скважина К-10	6009	0.00001946	0.000491	0.00001946	0.000613	0.00001946	0.000613	2026
скважина К-6	6004			0.00001946	0.000613	0.00001946	0.000613	2026
Итого:		0.00015568	0.003928	0.00017514	0.005517	0.00017514	0.005517	
Всего по		0.20703568	0.254328	0.23291514	0.287217	0.23291514	0.287217	2026
загрязняющему								
веществу:								
**0616, Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Организованные источники								
скважина К-1	0007	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	2026
скважина К-1	0008	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	2026
скважина К-2	0011	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	2026

АО «Кристалл Менеджмент»

скважина К-2	0012	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	2026
скважина КМ-7	0003	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	2026
скважина КМ-7	0004	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	2026
скважина К-3	0027	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	2026
скважина К-3	0028	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	2026
скважина К-4	0019	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	2026
скважина К-4	0020	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	2026
скважина К-5	0023	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	2026
скважина К-5	0024	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	2026
скважина К-8	0031	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	2026
скважина К-8	0032	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	2026
скважина К-10	0035	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	2026
скважина К-10	0036	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	2026
скважина К-6	0015			0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	2026
скважина К-6	0016			0.00406	0.00492	0.00406	0.00492	2026
Итого:		0.06496	0.07872	0.07308	0.08856	0.07308	0.08856	
Неорганизованные источники								
скважина К-1	6002	0.00000612	0.0001542	0.00000612	0.0001927	0.00000612	0.0001927	2026
скважина К-2	6003	0.00000612	0.0001542	0.00000612	0.0001927	0.00000612	0.0001927	2026
скважина КМ-7	6001	0.00000612	0.0001542	0.00000612	0.0001927	0.00000612	0.0001927	2026
скважина К-3	6006	0.00000612	0.0001542	0.00000612	0.0001927	0.00000612	0.0001927	2026
скважина К-4	6005	0.00000612	0.0001542	0.00000612	0.0001927	0.00000612	0.0001927	2026

АО «Кристалл Менеджмент»

скважина К-5	6008	0.00000612	0.0001542	0.00000612	0.0001927	0.00000612	0.0001927	2026
скважина К-8	6007	0.00000612	0.0001542	0.00000612	0.0001927	0.00000612	0.0001927	2026
скважина К-10	6009	0.00000612	0.0001542	0.00000612	0.0001927	0.00000612	0.0001927	2026
скважина К-6	6004			0.00000612	0.0001927	0.00000612	0.0001927	2026
Итого:		0.00004896	0.0012336	0.00005508	0.0017343	0.00005508	0.0017343	
Всего по загрязняющему веществу:		0.06500896	0.0799536	0.07313508	0.0902943	0.07313508	0.0902943	2026
**0621, Метилбензол (349)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
скважина К-1	0007	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	2026
скважина К-1	0008	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	2026
скважина К-2	0011	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	2026
скважина К-2	0012	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	2026
скважина КМ-7	0003	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	2026
скважина КМ-7	0004	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	2026
скважина К-3	0027	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	2026
скважина К-3	0028	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	2026
скважина К-4	0019	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	2026
скважина К-4	0020	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	2026
скважина К-5	0023	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	2026

АО «Кристалл Менеджмент»

скважина К-5	0024	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	2026
скважина К-8	0031	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	2026
скважина К-8	0032	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	2026
скважина К-10	0035	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	2026
скважина К-10	0036	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	2026
скважина К-6	0015			0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	2026
скважина К-6	0016			0.00813	0.00983	0.00813	0.00983	2026
Итого:		0.13008	0.15728	0.14634	0.17694	0.14634	0.17694	
Неорганизованные источники								
скважина К-1	6002	0.00001223	0.0003084	0.00001223	0.0003854	0.00001223	0.0003854	2026
скважина К-2	6003	0.00001223	0.0003084	0.00001223	0.0003854	0.00001223	0.0003854	2026
скважина КМ-7	6001	0.00001223	0.0003084	0.00001223	0.0003854	0.00001223	0.0003854	2026
скважина К-3	6006	0.00001223	0.0003084	0.00001223	0.0003854	0.00001223	0.0003854	2026
скважина К-4	6005	0.00001223	0.0003084	0.00001223	0.0003854	0.00001223	0.0003854	2026
скважина К-5	6008	0.00001223	0.0003084	0.00001223	0.0003854	0.00001223	0.0003854	2026
скважина К-8	6007	0.00001223	0.0003084	0.00001223	0.0003854	0.00001223	0.0003854	2026
скважина К-10	6009	0.00001223	0.0003084	0.00001223	0.0003854	0.00001223	0.0003854	2026
скважина К-6	6004			0.00001223	0.0003854	0.00001223	0.0003854	2026
Итого:		0.00009784	0.0024672	0.00011007	0.0034686	0.00011007	0.0034686	
Всего по загрязняющему		0.13017784	0.1597472	0.14645007	0.1804086	0.14645007	0.1804086	2026

веществу:									
**1301, Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)									
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и									
месторождение Караколь	0043	0.002377	0.06	0.002377	0.075	0.002377	0.075	2026	
месторождение Караколь	0045	0.002377	0.06	0.002377	0.075	0.002377	0.075	2026	
месторождение Караколь	0046	0.002377	0.06	0.002377	0.075	0.002377	0.075	2026	
месторождение Караколь	0047	0.002377	0.06	0.002377	0.075	0.002377	0.075	2026	
месторождение Караколь	0048	0.002377	0.06	0.002377	0.075	0.002377	0.075	2026	
Итого:		0.011885	0.3	0.011885	0.375	0.011885	0.375		
Всего по		0.011885	0.3	0.011885	0.375	0.011885	0.375	2026	
загрязняющему									
веществу:									
**1325, Формальдегид (Метаналь) (609)									
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и									
месторождение Караколь	0043	0.002377	0.06	0.002377	0.075	0.002377	0.075	2026	
месторождение Караколь	0045	0.002377	0.06	0.002377	0.075	0.002377	0.075	2026	
месторождение Караколь	0046	0.002377	0.06	0.002377	0.075	0.002377	0.075	2026	
месторождение Караколь	0047	0.002377	0.06	0.002377	0.075	0.002377	0.075	2026	
месторождение Караколь	0048	0.002377	0.06	0.002377	0.075	0.002377	0.075	2026	
Итого:		0.011885	0.3	0.011885	0.375	0.011885	0.375		

АО «Кристалл Менеджмент»

Всего по загрязняющему веществу:		0.011885	0.3	0.011885	0.375	0.011885	0.375	2026
**2754, Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
месторождение Караколь	0043	0.02377	0.6	0.02377	0.75	0.02377	0.75	2026
месторождение Караколь	0045	0.02377	0.6	0.02377	0.75	0.02377	0.75	2026
месторождение Караколь	0046	0.02377	0.6	0.02377	0.75	0.02377	0.75	2026
месторождение Караколь	0047	0.02377	0.6	0.02377	0.75	0.02377	0.75	2026
месторождение Караколь	0048	0.02377	0.6	0.02377	0.75	0.02377	0.75	2026
Итого:		0.11885	3	0.11885	3.75	0.11885	3.75	
Всего по загрязняющему веществу:		0.11885	3	0.11885	3.75	0.11885	3.75	2026
Всего по объекту:		63.437961575	181.881579001	70.489630448	206.474036938	70.489630448	206.474036938	
Из них:								
Итого по организованным источникам:		63.393472407	180.759677401	70.439580134	204.896371138	70.439580134	204.896371138	
Итого по неорганизованным источникам:		0.044489168	1.1219016	0.050050314	1.5776658	0.050050314	1.5776658	
в том числе факелы***								

**0301, Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
месторождение Караколь	0042	0.028368058	0.684628935	0.02147076	0.677101887	0.02147076	0.677101887	2026
**0304, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
месторождение Караколь	0042	0.004609809	0.111252202	0.003488999	0.110029057	0.003488999	0.110029057	2026
**0328, Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
месторождение Караколь	0042	0.023640048	0.570524113	0.0178923	0.564251573	0.0178923	0.564251573	2026
**0337, Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
месторождение Караколь	0042	0.23640048	5.705241122	0.178923	5.642515728	0.178923	5.642515728	2026
**0410, Метан (727*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
месторождение Караколь	0042	0.005910012	0.142631029	0.004473075	0.141062893	0.004473075	0.141062893	2026

8.4. Обоснование возможности достижения нормативов с учетом использования малоотходной технологии и других планируемых технологий

Учитывая проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ, рассеивания приземных концентраций, следует вывод о достижении нормативов допустимых выбросов (НДВ), которое предполагается на 2027 год.

Ввиду того, что основные технологические процессы по добыче, локальному сбору, транспорту нефти на месторождении герметизированы и в рабочем режиме исключают выбросы и разлив агрессивной среды (нефть, газ, реагенты) на рельеф и выделение в атмосферу, основными мероприятиями по уменьшению загрязняющих выбросов в атмосферу являются:

- использование современного оборудования и строительной техники с минимальными выбросами в атмосферу;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- при нарастании неблагоприятных метеорологических условий – прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т.д.);
- проведение мониторинговых исследований атмосферного воздуха.

В целях обеспечения экологической безопасности и рационального использования природных ресурсов, и в соответствии с требованиями «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» №355 от 30.12.2014 года на месторождении Караколь предусматриваются следующие мероприятия:

- подбор оборудования, запорной арматуры, предохранительных и регулирующих клапанов в строгом соответствии с давлениями, под которым работает данное оборудование; применение на резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- проведение планово-предупредительных работ, согласно ежемесячного плана;
- периодическое проведение проверок нефтегазовых объектов месторождения совместно с работниками специализированных предприятий, согласно утвержденного графика проверки на герметичность оборудования, трубопроводов, резервуаров, фланцевых соединений, арматуры, люков и других возможных источников выделения вредных веществ.

Выполнение данных мероприятий позволяет предотвратить выбросы вредных веществ в атмосферу через неплотности оборудования, работающих на месторождении (запорно-регулирующая арматура, фланцевые соединения).

План технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ

Наименование мероприятий	Наименование вещества	Источника выброса по схеме	Значение выбросов				Сроки выполнения В.,год		Затраты на реализацию мероприятий, тыс.тенге	
			до реализации мероприятия		после реализации мероприятия		начало	окончания	Капиталовложения	Основная деятельность
			г/сек	т/год	г/сек	т/год				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
на 2027год										
м/р Караколь										
Предотвращение потери герметичности технич.аппаратов, ЗРА, ФС	(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	6010	0,01209	0,15858	0	0	январь	декабрь	50,0	
		6011	0,01209	0,15858	0	0				
		6012	0,01209	0,15858	0	0				
		6013	0,01209	0,15858	0	0				
		6014	0,01209	0,15858	0	0				
		6015	0,01209	0,15858	0	0				
		6016	0,01209	0,15858	0	0				
		6017	0,01209	0,15858	0	0				
		6018	0,01209	0,15858	0	0				
ИТОГО			0,10881	1,42722	0	0				
В целом по предприятию в результате реализации мероприятий:			0,10881	1,42722						

8.5. Уточнение границ области воздействия объекта

Нормативы допустимых выбросов устанавливаются для отдельного стационарного источника и (или) совокупности стационарных источников, входящих в состав объекта I или II категории, расчетным путем с применением метода моделирования рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ с таким условием, чтобы общая нагрузка на атмосферный воздух в пределах области воздействия не приводила к нарушению установленных экологических нормативов качества окружающей среды или целевых показателей качества окружающей среды.

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

Для совокупности стационарных источников область воздействия рассчитывается как сумма областей воздействия отдельных стационарных источников выбросов.

Нормирование выбросов вредных веществ в атмосферу основано на необходимости соблюдения экологических нормативов качества или целевых показателей качества окружающей среды.

При этом требуется выполнение соотношения:

$$C/\text{ЭНК} \leq 1,$$

где: С – расчетная концентрация вредного вещества в приземном слое воздуха;

ЭНК – экологический норматив качества.

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.

В качестве гигиенических нормативов для атмосферного воздуха населенных мест в целях нормирования выбросов в атмосферу принимаются значения предельно допустимых максимально-разовых концентраций потенциально-опасных химических веществ (ПДКм.р.), в

случае отсутствия ПДКм.р. принимаются значения ориентировочно безопасных уровней воздействия потенциально-опасных химических веществ (ОБУВ).

В соответствии с Приказом Приказ И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» п.43 «Для групп объектов одного субъекта, объединенных в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел), устанавливается единый расчетный и окончательно установленный размер СЗЗ с учетом суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и физического воздействия объектов, входящих в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел)».

В соответствии с заключением санитарно-эпидемиологическое экспертизы от 26.03.2025 года №KZ39VBZ00063370 нормативный размер для м/р Караколь установлено 500м.

Результаты расчета приземных концентраций загрязняющих веществ в форме изолиний и карт рассеивания, уровней шума и риски здоровья населения представлены в расчетной части проекта.

В связи с тем, что скважины имеют идентичное оборудование расчет приземных концентраций загрязняющих веществ в форме изолиний и карт рассеивания, уровней шума и риски здоровья населения представлены на примере одного.

Расчет уровня шума и рисков здоровья населению превышения также не выявил.

В границах санитарно-защитной зоны предприятия не размещены:

- 1) вновь строящиеся жилые застройки, включая отдельные жилые дома;
- 2) ландшафтно-рекреационные зоны, зоны отдыха, территории курортов, санаториев и домов отдыха;
- 3) вновь создаваемые и организующиеся территории садоводческих товариществ, коллективных или индивидуальных дачных и садово-огородных участков;
- 4) спортивные сооружения, детские площадки, образовательные и детские организации, лечебно-профилактические и оздоровительные организации общего пользования. В связи этим, данные по режиму использования территории СЗЗ предприятия не представлены.

В связи с тем, максимальные концентрации вредных веществ на границе СЗЗ и, соответственно, на границе жилой застройки не превышают 1 ПДК, дополнительные мероприятия по защите населения от воздействия выбросов вредных химических примесей в атмосферный воздух не требуются.

Работа производится в соответствии с существующими правилами безопасности при работе подобного предприятия. На предприятии разработаны инструкции-памятки по технике безопасности для всех видов профессий и по правилам технической эксплуатации оборудования.

В каждой памятке для различных профессий помещены общие указания по передвижению рабочих к месту работы, предупреждения о возможных опасностях при выполнении работ и меры их предотвращения.

Каждый рабочий должен:

- пройти медицинское освидетельствование и вводный инструктаж по технике безопасности;
- без разрешения технического руководителя не оставлять место работы и не выполнять не порученную ему работу;
- при обнаружении технической неисправности оборудования и агрегатов немедленно предупредить об этом ответственных лиц и принять все возможные меры к устранению;
- Для защиты населения (персонала) от воздействия выбросов вредных веществ в атмосферный воздух принимаются следующие мероприятия:
- соблюдаются правила безопасности и охраны труда на рабочих местах;

- в местах повышенной токсичности (копильный цех и т.п.) персонал использует средства индивидуальной защиты, согласно нормам выдачи спецодежды и индивидуальных средств защиты.

Согласно утвержденной программе производственного экологического контроля на вахтовом поселке месторождения проводятся ежеквартальные замеры на источниках выбросов и превышения не по одному из загрязняющих веществ не фиксировалось.

8.6. Данные о пределах области воздействия

В соответствии с Методикой определения нормативов эмиссий, утв. Приказом МЭГПР РК №63 от 10.03.2021 г., пределы области воздействия определяются с учетом экологических нормативов качества (ЭНК). Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды обеспечивает разработку и утверждение экологических нормативов качества не позднее 1 января 2027года (п.1 ст.418 ЭК РК).

До утверждения экологических нормативов качества при регулировании соответствующих отношений вместо экологических нормативов качества применяются гигиенические нормативы, утвержденные государственным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области здравоохранения, а также нормативы состояния.

8.7. Документы (материалы), свидетельствующие об учете специальных требований (при их наличии) к качеству атмосферного воздуха для данного района

Согласно имеющимся данным у оператора объекта, в непосредственной близости от рассматриваемых участков зон отдыха (территории заповедников, музеев, памятников архитектуры), санаториев, домов отдыха, лесов, с/х угодий, жилых массивов не имеется.

Соответственно специальных требований (при их наличии) к качеству атмосферного воздуха для данного района не установлено.

9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Согласно ст. 210 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 02.01.2021 г. № 400- VI ЗРК под неблагоприятными метеорологическими условиями для целей настоящего Кодекса понимаются метеорологические условия, способствующие накоплению загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха в концентрациях, представляющих опасность для жизни и (или) здоровья людей.

Неблагоприятные метеоусловия (НМУ) представляют собой краткосрочное особое сочетание метеорологических факторов, обуславливающее ухудшение качества воздуха в приземном слое. К ним можно отнести приподнятые инверсии с расстоянием от земли 0,01-0,1 км, туманы, сочетание неблагоприятных факторов, например, когда при опасной скорости ветра (скорость, при которой возможна максимальная концентрация в точке на местности) ожидается приподнятая инверсия в сочетании с неблагоприятным направлением ветра.

Предотвращению опасного загрязнения воздуха в периоды неблагоприятных метеоусловий способствует своевременное регулирование выбросов или их кратковременное снижение при заблаговременном прогнозировании таких условий.

Одним из важнейших факторов, определяющих формирование уровня загрязнения, является прогноз синоптической ситуации (ветер, осадки, влажность, температура воздуха).

Определение периода действия и режима НМУ находится в ведении органов Казгидромета. В обязанности этих органов входит оповещение предприятия о наступлении и завершении периода НМУ и режима НМУ.

На основании этого на период НМУ – при сильных ветрах и туманах предлагаются мероприятия организационного характера по первому режиму работы и мероприятия по второму режиму работы, сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия.

Главное условие: выполнение мероприятий при НМУ не должно приводить к нарушению технологического процесса, следствием которого могут явиться аварийные ситуации.

Меры по уменьшению выброса в периоды НМУ могут проводиться без сокращения производства и без существенных изменений технологического режима – это I режим работы предприятия.

Мероприятия по *I режиму* носят организационно-технический характер, их можно быстро провести без существенных затрат и снижения производительности предприятия. К ним относятся:

- усиление контроля за процессом сжигания попутного газа на факельных установках,
- контроль работы измерительных приборов и оборудования,
- усиление контроля за герметичностью технологического оборудования.

В случае оповещения предприятия о наступлении НМУ *по II режиму* предусматриваются следующие мероприятия по кратковременному снижению выбросов:

- выполняются все организационно-технические мероприятия по I режиму НМУ;
- запрещением работы оборудования в форсированном режиме.

При III режиме – предусматривается полное прекращение сжигания газа на факелах.

Согласно п. 9 Приложения 3 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду (утв. Приказом МЭГиПР РК от 10 марта 2021 года № 63) мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (далее – НМУ) разрабатываются при наличии в данном населенном пункте или местности стационарных постов наблюдения.

Согласно «Методике по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях» (приложение 40 к приказу Министра охраны окружающей среды от 29 ноября 2010 года № 298) мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ разрабатывают предприятия, имеющие стационарные

источники выбросов, расположенные в населенных пунктах, где подразделениями «Казгидромета» проводятся прогнозирование НМУ.

Рассматриваемое предприятие находится вне населенных пунктов, максимальные концентрации вредных веществ на границе СЗЗ не превышают 1 ПДКм.р. Поэтому предусматривать какие-либо дополнительные мероприятия для НМУ для данного объекта нет необходимости.

9.1. План мероприятий по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период НМУ

При разработке нормативов допустимых выбросов одним из важных вопросов является снижение экологической нагрузки в районе расположения предприятия в период наступления неблагоприятных метеорологических условий.

В периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ) предприятие обязано осуществлять временные мероприятия по дополнительному снижению выбросов вредных веществ в атмосферу. Мероприятия осуществляются после заблаговременного получения предприятием от органов гидрометеослужбы сведений, в которых указывается продолжительность НМУ, ожидаемое увеличение приземных концентраций вредных веществ.

9.2. Обобщённые данные о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу в период НМУ

В связи с тем, что мероприятия на период НМУ не разрабатываются выбросы загрязняющих веществ останутся в прежнем объеме.

9.3. Краткая характеристика мероприятий. Обоснование возможного диапазона регулирования выбросов по каждому мероприятию

В связи с тем, что объект находится в Жалагашском районе Кызылординской области, где НМУ не прогнозируется, в связи этим мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических характеристиках не разрабатываются.

При этом существуют 3 режима мероприятия при НМУ.

При первом режиме работы мероприятия должны обеспечить уменьшение концентрации веществ в приземном слое атмосферы примерно на 15-20 %. Эти мероприятия носят организационный характер и включают в себя: • усиление контроля за технологическим регламентом производственного процесса; • ограничение работ, связанных со значительными выделениями загрязняющих веществ; • проведение влажной уборки производственного помещения, где это допускается правилами техники безопасности.

Мероприятия по второму режиму уменьшают приземные концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 20 – 40 % и включают в себя все мероприятия, разработанные для первого режима, а также мероприятия, разработанные на базе технологических процессов, и сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия.

Мероприятия общего характера:

- ограничить движение транспорта по территории;
- снизить производительность отдельных агрегатов и технологических линий, работа которых связана со значительным выделением в атмосферу вредных веществ;
- в случае, если сроки начала планово-предупредительных работ по ремонту оборудования и наступления НМУ достаточно близки, следует произвести остановку оборудования.

При третьем режиме работы мероприятия должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 40-60% и в некоторых особо опасных условиях. Мероприятия полностью включают в себя все условия, разработанные для первого и второго режимов, осуществление которых позволяет снизить

выбросы загрязняющих веществ за счет временного сокращения производительности предприятия.

Мероприятия общего характера:

- снизить нагрузку или остановить производства, сопровождающиеся значительным выделением загрязняющих веществ;

Определение эффективности каждого мероприятия (%) осуществляется по формуле: $n = (Mi' / Mi) * 100\%$, где Mi' – выбросы ЗВ каждого разработанного мероприятия (г/с); Mi – размер сокращения выбросов за счет мероприятий.

10. КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ

Согласно «Руководства по контролю источников загрязнения», ч. 2, стр. 36 обязательному контролю подлежат источники, выделяющие основные загрязняющие вещества, по которым наблюдается основное фоновое загрязнение атмосферы: диоксид азота, оксид углерода, диоксид серы, метан, углеводороды.

После установления нормативов НДВ для источников вредных выбросов необходимо организовать систему контроля над соблюдением НДВ.

Контроль за соблюдением установленных величин НДВ должен осуществляться в соответствии с «Руководством по контролю источников загрязнения атмосферы» РНД 21.3.01.06-97 (ОНД-90).

В основу системы контроля должно быть положено определение величины приземных концентраций в приземном слое и сопоставление их с нормативами НДВ.

Если по результатам анализа концентрации вредных веществ на контролируемых источниках равны или меньше это отвечает нормативу.

Превышение фактической концентрации вредного вещества над эталонной в каком либо контролируемом источнике свидетельствует о нарушении нормативного режима выбросов. В этом случае должны быть выявлены и устранены причины, вызывающие нарушения.

Все контролируемые источники делятся на две категории. К первой категории относятся источники, для которых:

$C_m / ПДК_{м.р.} > 0,5$ и $M / (ПДК$

где,

C_m – максимальная приземная концентрация, $мг/м^3$, определена согласно п. 2.1 ОНД-86;

M – максимально-разовый выброс загрязняющих веществ, г/с;

H – высота источника выброса, м. (при $H < 10$ принимают $H = 10$);

$ПДК_{м.р.}$ – максимальная разовая предельно-допустимая концентрация, $мг/м^3$.

Все источники, не относящиеся к 1-ой категории, относятся ко 2-ой категории.

Источники первой категории, вносящие наиболее существенный вклад в загрязнение воздуха, должны контролироваться 1 раз в квартал. Все остальные источники относятся ко второй категории и подлежат контролю 1 раз в год.

Контроль величин выбросов и качества атмосферного воздуха осуществляется сторонней организацией.

Ответственность за организацию своевременную отчетность возлагается на руководителя.

В табл.3.10. приведены расчет категории источников, подлежащих контролю на период разработки месторождения Караколь.

Контроль на источниках выбросов необходимо осуществлять в соответствии с планом графиком на период разработки месторождения Караколь, представленным в табл. 3.10.1.

10.1. Программа производственного экологического контроля

Производственная деятельность АО «Кристалл Менеджмент» оказывает определенное воздействие на компоненты окружающей среды. Одной из важнейших задач, которую ставит перед собой АО «Кристалл Менеджмент» является охрана окружающей среды. Для решения поставленной задачи компанией предусмотрена разработка проекта Программы производственного экологического контроля.

Производственный контроль в области охраны окружающей среды проводится с целью установления воздействия деятельности предприятия на окружающую среду, предупреждения, а также для принятия мер по устранению выявленных нарушений природоохранного законодательства.

Целями производственного экологического контроля являются:

- получение информации для принятия решения в отношении экологической политики природопользователя, целевых показателей качества окружающей среды и инструментов регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду;
- обеспечение соблюдения требований экологического законодательства РК;
- сведение к минимуму воздействия производственных процессов природопользователя на окружающую среду и здоровье человека;
- оперативное упреждающее реагирование на нештатные ситуации;
- формирование более высокого уровня экологической информированности и ответственности руководителей и работников природопользователей;
- информирование общественности об экологической деятельности предприятий и рисках для здоровья населения;
- повышение уровня соответствия экологическим требованиям;
- повышение производственной и экологической эффективности системы управления охраной окружающей среды.

Правила организации производственного контроля в области охраны окружающей среды распространяются на все предприятия и организации, физические и юридические лица независимо от форм собственности.

Производственный контроль на объектах может быть плановым и внеплановым (внезапным).

Плановый производственный контроль должен осуществляться согласно плану проверок, разработанного службой охраны окружающей среды объекта, утвержденного руководством хозяйствующего субъекта и согласованного с территориальным государственным органом по охране окружающей среды.

Внеплановый (внезапный) производственный контроль осуществляется с целью выявления службой охраны окружающей среды объекта соблюдения установленных нормативов качества окружающей среды и экологических требований природоохранного законодательства, а также внутренних природоохранных инструкции, мероприятий, приказов и распоряжений администрации по оздоровлению окружающей среды.

В ходе производственного контроля проверяются:

1. По охране земельных ресурсов и утилизации отходов:

- соблюдение экологических требований к хозяйственной и иной деятельности, отрицательно влияющей на состояние земель;
- защита земель от загрязнения и засорения отходами производства и потребления, потенциально опасными химическими, биологическими и радиоактивными веществами, от других процессов разрушения;
- снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;

- контроль за выполнением условий, установленных в заключении государственной экологической экспертизы;

- выполнение предписаний, выданных органами государственного контроля.

2. По охране атмосферного воздуха и радиационной обстановки:

- наличие графиков инструментального контроля за соблюдением установленных нормативов выбросов загрязняющих веществ, согласно проекту нормативов допустимых выбросов (НДВ), а также результаты инструментальных замеров по фактическим выбросам загрязняющих веществ в атмосферу их установленным нормативам;

- выявление объектов, пущенных в эксплуатацию без экологической экспертизы;

- наличие утвержденного в установленном порядке тома предельно-допустимых выбросов и разрешения на выброс загрязняющих веществ в атмосферу;

- выполнение предписаний, выданных органами государственного контроля;

- наличие режимной карты на рабочем месте технологического оборудования, работающих на жидком и твердом топливе;

- выявление фактов нового строительства, ввода в эксплуатацию, реконструкции, расширения объектов и агрегатов, имеющих выбросы, с нарушениями требований природоохранного законодательства;

- контроль за выполнением условий, установленных в заключении государственной экологической экспертизы.

Перед началом обследования предприятия, ответственное должностное лицо за проведение производственного контроля обязано ознакомиться с общими и специальными правилами и инструкциями по технике безопасности и производственной санитарии для данного предприятия.

Рабочая программа «Производственный экологический контроль» включает в себя:

1. мониторинг атмосферного воздуха;
2. мониторинг поверхностных, подземных и сточных вод;
3. мониторинг почв;
4. мониторинг растительности;
5. радиационный мониторинг;
6. мониторинг отходов производства.

Наблюдение за загрязнением вредными веществами атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны, будет выявлена динамика содержания оксида углерода, оксида и диоксида азота, диоксида серы, углеводородов и т.д.

Обработка экологических и аналитических данных химического загрязнения природных сред даст возможность получить сведения по динамике состояния компонентов окружающей среды на настоящее время и на ближайшую перспективу.

10.2. Контроль за соблюдением нормативов

Период, продолжительность и частота осуществления производственного мониторинга и измерений

Производственный мониторинг является элементом производственного экологического контроля, выполняемым для получения объективных данных с установленной периодичностью.

В рамках осуществления производственного экологического контроля выполняются операционный мониторинг, мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия.

Операционный мониторинг (мониторинг производственного процесса) – включает в себя наблюдение за параметрами технологического процесса для подтверждения того, что показатели деятельности природопользователя находятся в диапазоне, который считается целесообразным для его надлежащей проектной эксплуатации и соблюдения условий

технологического регламента данного производства. Содержание операционного мониторинга определяется природопользователями.

Мониторинг эмиссий в окружающую среду включает в себя наблюдения за эмиссиями у источника, количеством и качеством эмиссий и их изменением.

Проведение мониторинга воздействия включается в программу производственного экологического контроля в тех случаях, когда это необходимо для отслеживания соблюдения экологического законодательства РК и нормативов качества ОС.

Мониторинг воздействия является обязательным в случаях:

- когда деятельность природопользователя затрагивает чувствительные экосистемы и состояние здоровья населения;
- на этапе введения в эксплуатацию технологических объектов;
- после аварийных эмиссий в окружающую среду.

Мониторинг воздействия может осуществляться природопользователем индивидуально, а также совместно с другими природопользователями по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды

Сведения об используемых методах проведения производственного мониторинга

При разработке «Программы...» использовали нормативно-техническую документацию по контролю качества атмосферного воздуха: РД 52.04.186-89 – «Руководство по контролю загрязнения атмосферы». Л. Гидрометеиздат. 1991г.»;

«Рекомендации по пространственно-временному анализу данных наблюдений о загрязнении атмосферы с использованием метеорологических характеристик распространения примесей в атмосфере». Ленинград, 1990 г. ГГО» и др.

В приземном слое воздуха необходимо контролировать содержание диоксида серы, диоксида азота, оксида азота, нефтяных углеводородов и взвешенных частиц (сажа). Наблюдения будут проводиться на источниках вредных выбросов с помощью передвижной лаборатории контроля атмосферного воздуха.

Точки отбора проб и места проведения измерений

Наиболее сильное негативное воздействие проектируемый объект оказывает на загрязнение поверхностного слоя атмосферного воздуха на прилегающей территории.

Степень загрязнения атмосферы зависит от количества выбросов вредных веществ и их химического состава, от высоты, на которой осуществляются выбросы, и от климатических условий, определяющих перенос, рассеивание и превращение выбрасываемых веществ.

Источники загрязнения атмосферы различаются по мощности выброса (мощные, крупные, мелкие), высоте выброса (высокие, средней высоты и низкие), температуре выходящих газов (нагретые и холодные).

Скорость ветра способствует переносу и рассеиванию примесей, так как с усилением ветра возрастает интенсивность перемешивания воздушных слоев.

Точки отбора проб и места проведения измерений – согласно план-графика за соблюдением за нормативами предельных выбросов.

Механизмы обеспечения качества инструментальных измерений

В результате мониторинговых наблюдений будут получены:

- оценка состояния воздушного бассейна;
- оценка санитарно-экологической обстановки района размещения установки.

Анализ данных производственного мониторинга за состоянием окружающей среды позволит получить практическую информацию для текущего и перспективного планирования мероприятий по снижению техногенного воздействия производственных факторов на природные компоненты.

Протокол действия в нештатных ситуациях

Для быстрого реагирования рабочего персонала при аварийных (нештатных) ситуациях, на производстве необходимо разработать специальный план действия персонала и методы ликвидации аварий.

Также при штатных ситуациях нужно составить протокол и немедленно информировать государственные контролирующие органы.

Иные сведения, отражающие вопросы организации и проведения производственного экологического контроля

Для проведения производственного экологического контроля будет заключен договор с аккредитованной лабораторией или с организацией, имеющей лицензию на осуществление подобного вида работ.

План-график контроля за соблюдением нормативов допустимых выбросов (НДВ) на источниках выбросов представлен в таблицах ниже:

П л а н - г р а ф и к

контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов
на существующее положение

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" период разработки м/р Караколь на 2027г

N источ- ника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичност ь контроля	Норматив допустимых выбросов		Кем осуществляе т ся контроль	Методик а проведе - ния контрол я
				г/с	мг/м3		
1	2	3	5	6	7	8	9
0002	скважина КМ-7	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт 1 раз/ кварт 1 раз/ кварт 1 раз/ кварт	0.00555 0.000902 0.00661	106.936416 17.3795761 127.360308	Сторонняя организация на договорной	0002

0003	скважина КМ-7	Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			основе	0002
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.00661	127.360308	Сторонняя	
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.002216	8207.40741	организация	
		Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт	2.677	9914814.81	на	
		(1502*)	1 раз/ кварт			договорной	
		Смесь углеводородов предельных C6-C10	1 раз/ кварт	0.99	3666666.67	основе	
		(1503*)	1 раз/ кварт			Сторонняя	
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.01293	47888.8889	организация	
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/ кварт	0.00406	15037.037	на	
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00813	30111.1111	основе	
0004	скважина КМ-7	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.002216	61555.5556	Сторонняя	0002
		Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт	2.677	74361111.1	организация	
		(1502*)	1 раз/ кварт			на	
		Смесь углеводородов предельных C6-C10	1 раз/ кварт	0.99	27500000	договорной	
		(1503*)	1 раз/ кварт			основе	
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.01293	359166.667	Сторонняя	
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-	1 раз/ кварт	0.00406	112777.778	организация	

0006	скважина К-1	изомеров) (203)	1 раз/ кварт			на	0002
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00813	225833.333	договорной	
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (	1 раз/ кварт	0.00555	106.936416	основе	
		4)	1 раз/ кварт			Сторонняя	
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.000902	17.3795761	организация	
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт	0.00661	127.360308	на	
		Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			договорной	
0007	скважина К-1	Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.00661	127.360308	основе	0002
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.002216	8207.40741	Сторонняя	
		Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт	2.677	9914814.81	организация	
		(1502*)	1 раз/ кварт			на	
		Смесь углеводородов предельных C6-C10	1 раз/ кварт	0.99	3666666.67	договорной	
		(1503*)	1 раз/ кварт			основе	
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.01293	47888.8889	Сторонняя	
0008	скважина К-1	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-	1 раз/ кварт	0.00406	15037.037	организация	0002
		изомеров) (203)	1 раз/ кварт			на	
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00813	30111.1111	договорной	
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.002216	61555.5556	основе	
		Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт	2.677	74361111.1	Сторонняя	

0010	скважина К-2	(1502*)	1 раз/ кварт			организация	0002
		Смесь углеводородов предельных С6-С10	1 раз/ кварт	0.99	27500000	на	
		(1503*)	1 раз/ кварт			договорной	
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.01293	359166.667	основе	
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/ кварт	0.00406	112777.778	Сторонняя	
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт			организация	
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт	0.00813	225833.333	на	
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.00555	106.936416	договорной	
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			основе	
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.000902	17.3795761	Сторонняя	
0011	скважина К-2	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.00661	127.360308	организация	0002
		Смесь углеводородов предельных С1-С5	1 раз/ кварт			на	
		(1502*)	1 раз/ кварт			договорной	
		Смесь углеводородов предельных С6-С10	1 раз/ кварт	0.00661	127.360308	договорной	
		(1503*)	1 раз/ кварт	0.00661	127.360308	договорной	
				0.002216	8207.40741	основе	
		Смесь углеводородов предельных С1-С5	1 раз/ кварт	2.677	9914814.81	Сторонняя	0002
		(1502*)	1 раз/ кварт			организация	
		Смесь углеводородов предельных С6-С10	1 раз/ кварт	0.99	3666666.67	на	
		(1503*)	1 раз/ кварт			договорной	

		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.01293	47888.8889	основе	
0012	скважина К-2	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/ кварт	0.00406	15037.037	Сторонняя	0002
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00813	30111.1111	на	
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.002216	61555.5556	договорной	
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	2.677	74361111.1	основе	
			1 раз/ кварт			Сторонняя	0002
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0.99	27500000	организация	
			1 раз/ кварт			на	
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.01293	359166.667	договорной	
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/ кварт	0.00406	112777.778	основе	
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00813	225833.333	организация	0002
0014	скважина К-6	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт	0.00555	106.936416	на	
			1 раз/ кварт			договорной	
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.000902	17.3795761	основе	
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт	0.00661	127.360308	Сторонняя	0002
			1 раз/ кварт			организация	
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.00661	127.360308	на	

0015	скважина К-6	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.002216	8207.40741	договорной	0002
		Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт	2.677	9914814.81	основе	
		(1502*)	1 раз/ кварт			Сторонняя	
		Смесь углеводородов предельных C6-C10	1 раз/ кварт	0.99	3666666.67	организация	
		(1503*)	1 раз/ кварт			на	
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.01293	47888.8889	договорной	
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1 раз/ кварт	0.00406	15037.037	основе	
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00813	30111.1111	организация	
0016	скважина К-6	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.002216	61555.5556	на	0002
		Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт	2.677	74361111.1	договорной	
		(1502*)	1 раз/ кварт			основе	
		Смесь углеводородов предельных C6-C10	1 раз/ кварт	0.99	27500000	Сторонняя	
		(1503*)	1 раз/ кварт			организация	
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.01293	359166.667	на	
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1 раз/ кварт	0.00406	112777.778	договорной	
			1 раз/ кварт			основе	
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00813	225833.333	Сторонняя	0002

0018	скважина К-4	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0.00555	106.936416	организация	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0.000902	17.3795761	на договорной	
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0.00661	127.360308	основе	
		Метан (727*)	1 раз/кварт	0.00661	127.360308	Сторонняя	
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/кварт	0.002216	8207.40741	организация	
0019	скважина К-4	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/кварт	2.677	9914814.81	на договорной	0002
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/кварт	0.99	3666666.67	основе	
		Бензол (64)	1 раз/кварт	0.01293	47888.8889	Сторонняя	
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/кварт	0.00406	15037.037	организация	
		Метилбензол (349)	1 раз/кварт	0.00813	30111.1111	на договорной	
0020	скважина К-4	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/кварт	0.002216	61555.5556	основе	0002
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/кварт	2.677	74361111.1	Сторонняя	
		Смесь углеводородов предельных C6-	1 раз/кварт	0.99	27500000	на договорной	
			1 раз/кварт			основе	

0022	скважина К-5	С10					
		(1503*)	1 раз/ кварт			Сторонняя	0002
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.01293	359166.667	организация	
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-	1 раз/ кварт	0.00406	112777.778	на	
		изомеров) (203)	1 раз/ кварт			договорной	
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00813	225833.333	основе	
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (	1 раз/ кварт	0.00555	106.936416	Сторонняя	0002
		4)	1 раз/ кварт			организация	
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.000902	17.3795761	на	
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт	0.00661	127.360308	договорной	
0023	скважина К-5	Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			основе	
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.00661	127.360308	Сторонняя	0002
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.002216	8207.40741	организация	
		Смесь углеводородов предельных С1-С5	1 раз/ кварт	2.677	9914814.81	на	
		(1502*)	1 раз/ кварт			договорной	
		Смесь углеводородов предельных С6-С10	1 раз/ кварт	0.99	3666666.67	основе	
		(1503*)	1 раз/ кварт			Сторонняя	0002
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.01293	47888.8889	организация	
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-	1 раз/ кварт	0.00406	15037.037	на	

0024	скважина К-5	изомеров) (203)	1 раз/ кварт			договорной	0002
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00813	30111.1111	основе	
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.002216	61555.5556	Сторонняя	
		Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт	2.677	74361111.1	организация	
		(1502*)	1 раз/ кварт			на	
		Смесь углеводородов предельных C6-C10	1 раз/ кварт	0.99	27500000	договорной	
		(1503*)	1 раз/ кварт			основе	
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.01293	359166.667	Сторонняя	
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/ кварт	0.00406	112777.778	организация	
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00813	225833.333	договорной	
0026	скважина К-3	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт	0.00555	106.936416	основе	0002
			1 раз/ кварт			Сторонняя	
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.000902	17.3795761	организация	
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт	0.00661	127.360308	на	
			1 раз/ кварт			договорной	
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.00661	127.360308	основе	
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.002216	8207.40741	Сторонняя	
0027	скважина К-3	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт	2.677	9914814.81	организация	0002

0028	скважина К-3	(1502*)	1 раз/ кварт			на	0002
		Смесь углеводородов предельных C6-C10	1 раз/ кварт	0.99	3666666.67	договорной	
		(1503*)	1 раз/ кварт			основе	
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.01293	47888.8889	Сторонняя	
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/ кварт	0.00406	15037.037	организация	
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт			на	
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.00813	30111.1111	договорной	
		Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт	0.002216	61555.5556	основе	
		(1502*)	1 раз/ кварт	2.677	74361111.1	Сторонняя	
		Смесь углеводородов предельных C6-C10	1 раз/ кварт			организация	
		(1503*)	1 раз/ кварт	0.99	27500000	на	
		Бензол (64)	1 раз/ кварт			договорной	
0030	скважина К-8	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/ кварт	0.01293	359166.667	основе	0002
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00406	112777.778	Сторонняя	
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт			организация	
			1 раз/ кварт	0.00813	225833.333	на	
			1 раз/ кварт	0.00555	106.936416	договорной	
						основе	

0031	скважина К-8	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.000902	17.3795761	Сторонняя	0002
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт	0.00661	127.360308	организация	
		Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			на	
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.00661	127.360308	договорной	
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.002216	8207.40741	основе	
		Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт	2.677	9914814.81	Сторонняя	
		(1502*)	1 раз/ кварт			организация	
		Смесь углеводородов предельных C6-C10	1 раз/ кварт	0.99	3666666.67	на	
		(1503*)	1 раз/ кварт			договорной	
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.01293	47888.8889	основе	
0032	скважина К-8	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-	1 раз/ кварт	0.00406	15037.037	Сторонняя	0002
		изомеров) (203)	1 раз/ кварт			организация	
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00813	30111.1111	на	
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.002216	61555.5556	договорной	
		Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт	2.677	74361111.1	основе	
		(1502*)	1 раз/ кварт			Сторонняя	
		Смесь углеводородов предельных C6-C10	1 раз/ кварт	0.99	27500000	организация	
		(1503*)	1 раз/ кварт			на	

0034	скважина К-10	Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.01293	359166.667	договорной	0002
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/ кварт	0.00406	112777.778	основе	
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00813	225833.333	Сторонняя	
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт	0.00555	1069.36416	организация	
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.000902	173.795761	на	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт	0.00661	1273.60308	договорной	
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.00661	1273.60308	Сторонняя	
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.002216	8207.40741	организация	
0035	скважина К-10	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт	2.677	9914814.81	на	0002
		(1502*)	1 раз/ кварт			договорной	
		Смесь углеводородов предельных C6-C10	1 раз/ кварт	0.99	3666666.67	основе	0002
		(1503*)	1 раз/ кварт			Сторонняя	
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.01293	47888.8889	на	
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/ кварт	0.00406	15037.037	договорной	0002
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00813	30111.1111	основе	
						Сторонняя	
						организация	

0036	скважина К-10	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.002216	61555.5556	на	0002
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	2.677	74361111.1	договорной	
			1 раз/ кварт			основе	
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0.99	27500000	Сторонняя	
			1 раз/ кварт			организация	
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.01293	359166.667	на	
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1 раз/ кварт	0.00406	112777.778	договорной	
			1 раз/ кварт			основе	
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00813	225833.333	Сторонняя	
			1 раз/ кварт				
0037	месторождение Караколь	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт	0.01558	101.168831	организация	0002
			1 раз/ кварт			на	
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.00253	16.4285714	договорной	
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт	0.01964	127.532468	основе	
			1 раз/ кварт			Сторонняя	
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.01964	127.532468	организация	
			1 раз/ кварт				
0038	месторождение Караколь	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт	0.024744	10396.6387	на	0002
			1 раз/ кварт			договорной	
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.00402	1689.07563	основе	
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт	0.12348	51882.3529	Сторонняя	

0039	месторождение Караколь	Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			организация	0002
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.00503	2113.44538	на	
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (	1 раз/ кварт	0.024744	10396.6387	договорной	
		4)	1 раз/ кварт			основе	
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.00402	1689.07563	Сторонняя	
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт	0.12348	51882.3529	организация	
		Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			на	
0040	месторождение	Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.00503	2113.44538	договорной	0002
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (	1 раз/ кварт	0.024744	10396.6387	основе	
0041	месторождение Караколь	4)	1 раз/ кварт			Сторонняя	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.00402	1689.07563	организация	
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт	0.12348	51882.3529	на	
		Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			договорной	
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.00503	2113.44538	основе	
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (	1 раз/ кварт	0.024744	10396.6387	Сторонняя	
		4)	1 раз/ кварт			организация	
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.00402	1689.07563	на	
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт	0.12348	51882.3529	договорной	
		Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			основе	

0042	месторождение Караколь	Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.00503	2113.44538	Сторонняя	0002
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (	1 раз/ кварт	0.02147076	18406.4498	организация	
		4)	1 раз/ кварт			на	
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.003488999	2991.04852	договорной	
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт	0.0178923	15338.7081	основе	
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт	0.178923	153387.081	Сторонняя	
0043	месторождение Караколь	Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			организация	0002
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.004473075	3834.67704	на	
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (	1 раз/ кварт	0.0594	2424489.8	договорной	
		4)	1 раз/ кварт			основе	
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.0772	3151020.41	Сторонняя	
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт	0.0099	404081.633	организация	
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	1 раз/ кварт	0.0198	808163.265	на	
		Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	1 раз/ кварт			договорной	
		(516)					
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт	0.0495	2020408.16	основе	
		Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			Сторонняя	0002
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	1 раз/ кварт	0.002377	97020.4082	организация	
		Акрилальдегид) (474)	1 раз/ кварт			на	
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/ кварт	0.002377	97020.4082	договорной	

0044	месторождение Караколь	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (	1 раз/ кварт	0.02377	970204.082	основе	0002
		Углеводороды предельные C12-C19 (в	1 раз/ кварт			Сторонняя	
		пересчете на C); Растворитель РПК-	1 раз/ кварт			организация	
		265П) (10)	1 раз/ кварт			на	
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (	1 раз/ кварт	0.01558	101.168831	договорной	
		4)	1 раз/ кварт			основе	
0045	месторождение Караколь	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.00253	16.4285714	Сторонняя	0002
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт	0.01964	127.532468	организация	
		Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			на	
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.01964	127.532468	договорной	0002
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (	1 раз/ кварт	0.0594	241856.678	основе	
		4)	1 раз/ кварт			Сторонняя	
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.0772	314332.248	организация	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт	0.0099	40309.4463	на	
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	1 раз/ кварт	0.0198	80618.8925	договорной	
		Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	1 раз/ кварт			основе	0002
		(516)					
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт	0.0495	201547.231	Сторонняя	
		Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			организация	
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	1 раз/ кварт	0.002377	9678.33876	на	

0046	месторождение Караколь	Акрилальдегид) (474)	1 раз/ кварт			договорной	0002
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/ кварт	0.002377	9678.33876	основе	
		Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (	1 раз/ кварт	0.02377	96783.3876	Сторонняя	
		Углеводороды предельные C12-C19 (в	1 раз/ кварт			организация	
		пересчете на С); Растворитель РПК-	1 раз/ кварт			на	
		265П) (10)	1 раз/ кварт			договорной	
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (	1 раз/ кварт	0.0594	241856.678	основе	
		4)	1 раз/ кварт			Сторонняя	
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.0772	314332.248	организация	
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт	0.0099	40309.4463	на	
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	1 раз/ кварт	0.0198	80618.8925	договорной	
		Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	1 раз/ кварт			основе	
		(516)					
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт	0.0495	201547.231	Сторонняя	
		Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			организация	
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	1 раз/ кварт	0.002377	9678.33876	на	
		Акрилальдегид) (474)	1 раз/ кварт			договорной	
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/ кварт	0.002377	9678.33876	основе	
		Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (	1 раз/ кварт	0.02377	96783.3876	Сторонняя	
		Углеводороды предельные C12-C19 (в	1 раз/ кварт			организация	

0047	месторождение	пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт			на договорной основе	
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (	1 раз/кварт	0.0594	241856.678		
0048	Караколь	4)	1 раз/кварт			Сторонняя	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0.0772	314332.248	организация	
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	0.0099	40309.4463	на	
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт	0.0198	80618.8925	договорной основе	
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0.0495	201547.231	Сторонняя	0002
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	1 раз/кварт	0.002377	9678.33876	на договорной	
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/кварт	0.002377	9678.33876	основе	
		Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (	1 раз/кварт	0.02377	96783.3876	Сторонняя	0002
		Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт			организация на договорной	
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (	1 раз/кварт	0.0594	241856.678	основе	
		4)	1 раз/кварт			Сторонняя	0002

0049	месторождение Караколь	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.0772	314332.248	организация	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт	0.0099	40309.4463	на	
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	1 раз/ кварт	0.0198	80618.8925	договорной	
		Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ кварт			основе	
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт	0.0495	201547.231	Сторонняя	0002
		Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			организация	
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	1 раз/ кварт	0.002377	9678.33876	на	
		Акрилальдегид) (474)	1 раз/ кварт			договорной	
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/ кварт	0.002377	9678.33876	основе	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (	1 раз/ кварт	0.02377	96783.3876	Сторонняя	
		Углеводороды предельные C12-C19 (в	1 раз/ кварт			организация	
		пересчете на C); Растворитель РПК-	1 раз/ кварт			на	
		265П) (10)	1 раз/ кварт			договорной	0002
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (	1 раз/ кварт	0.024744	10396.6387	основе	
		4)	1 раз/ кварт			Сторонняя	
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.00402	1689.07563	организация	
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт	0.12348	51882.3529	на	
		Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			договорной	
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.00503	2113.44538	основе	

0050	месторождение Караколь	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (	1 раз/ кварт	0.024744	10396.6387	Сторонняя	0002
		4)	1 раз/ кварт			организация	
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.00402	1689.07563	на	
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт	0.12348	51882.3529	договорной	
		Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			основе	
0051	месторождение Караколь	Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.00503	2113.44538	Сторонняя	0002
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (	1 раз/ кварт	0.024744	10396.6387	организация	
		4)	1 раз/ кварт			на	
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.00402	1689.07563	договорной	
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт	0.12348	51882.3529	основе	
0052	месторождение Караколь	Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			Сторонняя	0002
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.00503	2113.44538	организация	
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (	1 раз/ кварт	0.024744	10396.6387	на	
		4)	1 раз/ кварт			договорной	
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.00402	1689.07563	основе	
0053	месторождение	Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт	0.12348	51882.3529	Сторонняя	0002
		Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			организация	
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.00503	2113.44538	на	
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (	1 раз/ кварт	0.024744	10396.6387	договорной	
		4)	1 раз/ кварт			основе	

0054	Караколь	4)	1 раз/ кварт			основе	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.00402	1689.07563	Сторонняя	
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт	0.12348	51882.3529	организация	
		Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			на	
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.00503	2113.44538	договорной	
	месторождение Караколь	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (	1 раз/ кварт	0.024744	10396.6387	основе	0002
		4)	1 раз/ кварт			Сторонняя	
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.00402	1689.07563	организация	
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт	0.12348	51882.3529	на	
		Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			договорной	
0055	месторождение Караколь	Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.00503	2113.44538	основе	0002
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (	1 раз/ кварт	0.024744	10396.6387	Сторонняя	
		4)	1 раз/ кварт			организация	
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.00402	1689.07563	на	
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт	0.12348	51882.3529	договорной	
		Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			основе	
0056	месторождение Караколь	Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.00503	2113.44538	Сторонняя	0002
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (	1 раз/ кварт	0.024744	10396.6387	организация	
		4)	1 раз/ кварт			на	

0057	месторождение Караколь	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.00402	1689.07563	договорной	0002
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт	0.12348	51882.3529	основе	
		Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			Сторонняя	
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.00503	2113.44538	организация	
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (	1 раз/ кварт	0.024744	10396.6387	на	
		4)	1 раз/ кварт			договорной	
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.00402	1689.07563	основе	
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт	0.12348	51882.3529	Сторонняя	
0058	месторождение Караколь	Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			организация	0002
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.00503	2113.44538	на	
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (	1 раз/ кварт	0.024744	10396.6387	договорной	
		4)	1 раз/ кварт			основе	
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0.00402	1689.07563	Сторонняя	
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ кварт	0.12348	51882.3529	организация	
		Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт			на	
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0.00503	2113.44538	договорной	
6001	скважина КМ-7	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.000003336		основе	0001
		Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт	0.00403		Сторонняя	
		(1502*)	1 раз/ кварт			организация	

6002	скважина К-1	Смесь углеводородов предельных C6-C10	1 раз/ кварт	0.00149		на	
		(1503*)	1 раз/ кварт			договорной	
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.00001946		основе	
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-	1 раз/ кварт	0.00000612		Сторонняя	0001
		изомеров) (203)	1 раз/ кварт			организация	
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00001223		на	
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.000003336		договорной	0001
		Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт	0.00403		основе	0001
		(1502*)	1 раз/ кварт			Сторонняя	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10	1 раз/ кварт	0.00149		организация	0001
		(1503*)	1 раз/ кварт			на	0001
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.00001946		договорной	0001
6003	скважина К-2	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-	1 раз/ кварт	0.00000612		основе	0001
		изомеров) (203)	1 раз/ кварт			Сторонняя	0001
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00001223		организация	0001
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.000003336		на	0001
		Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт	0.00403		договорной	0001
		(1502*)	1 раз/ кварт			основе	0001

6004	скважина К-6	Смесь углеводородов предельных C6-C10	1 раз/ кварт	0.00149	Сторонняя	0001
		(1503*)	1 раз/ кварт		организация	0001
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.00001946	на	0001
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-	1 раз/ кварт	0.00000612	договорной	0001
		изомеров) (203)	1 раз/ кварт		основе	0001
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00001223	Сторонняя	0001
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.000003336	организация	0001
		Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт	0.00403	на	0001
		(1502*)	1 раз/ кварт		договорной	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10	1 раз/ кварт	0.00149	основе	0001
		(1503*)	1 раз/ кварт		Сторонняя	0001
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.00001946	организация	0001
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-	1 раз/ кварт	0.00000612	на	0001
		изомеров) (203)	1 раз/ кварт		договорной	0001
6005	скважина К-4	Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00001223	основе	0001
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.000003336	Сторонняя	0001
		Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт	0.00403	организация	0001
		(1502*)	1 раз/ кварт		на	0001

6006	скважина К-3	Смесь углеводородов предельных C6-C10	1 раз/ кварт	0.00149		договорной	0001
		(1503*)	1 раз/ кварт			основе	0001
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.00001946		Сторонняя	0001
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-	1 раз/ кварт	0.00000612		организация	0001
		изомеров) (203)	1 раз/ кварт			на	0001
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00001223		договорной	0001
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.000003336		основе	0001
		Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт	0.00403		Сторонняя	0001
		(1502*)	1 раз/ кварт			организация	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0.00149		на	0001
6007	скважина К-8	Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.00001946		основе	0001
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-	1 раз/ кварт	0.00000612		Сторонняя	0001
		изомеров) (203)	1 раз/ кварт			организация	0001
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00001223		на	0001
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.000003336		договорной	0001
		Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт	0.00403		основе	0001
		(1502*)	1 раз/ кварт			Сторонняя	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0.00149		организация	0001

6008	скважина К-5	Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.00001946	договорной	0001
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/ кварт	0.00000612	основе	0001
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00001223	Сторонняя	0001
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.000003336	организация	0001
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0.00403	на	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0.00149	договорной	0001
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.00001946	основе	0001
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/ кварт	0.00000612	Сторонняя	0001
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00001223	на	0001
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.000003336	договорной	0001
6009	скважина К-10	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0.00403	основе	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0.00149	Сторонняя	0001
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.00001946	на	0001
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/ кварт	0.00000612	договорной	0001
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00001223	основе	0001
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.000003336	Сторонняя	0001
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0.00403	организация	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0.00149	на	0001
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.00001946	договорной	0001
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/ кварт	0.00000612	основе	0001

		изомеров) (203)	1 раз/ кварт			договорной	0001
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00001223		основе	0001
6010	Тех блок скв	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт			Сторонняя	0001
6011	Тех блок скв	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт			организация	0001
6012	Тех блок скв	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт			на	0001
6013	Тех блок скв	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт			договорной	0001
6014	Тех блок скв	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт			основе	0001
6015	Тех блок скв	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт			Сторонняя	0001
6016	Тех блок скв	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт			организация	0001
6017	Тех блок скв	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт			на	0001
6018	Тех блок скв	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/ кварт			договорной	0001

ПРИМЕЧАНИЕ:

Методики проведения контроля:

0001 - Расчетным методом по той методике, согласно которой эти выбросы были определены, с контролем основных параметров, входящих в расчетные формулы.

0002 - Инструментальным методом, согласно Перечню методик, действующему на момент проведения мероприятий по контролю.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Экологический кодекс Республики Казахстан.
 2. Строительная климатология. СНиП РК 2.04-01-2010. Астана, 2010
 3. СанПин Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов №237, утвержденных приказом Министра национальной экономики РК от 20.03.2015 г.
 4. Рекомендации по делению предприятий на категории опасности в зависимости от массы и видового состава выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ, Новосибирск, 1987.
 5. Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, почвам и их безопасности, содержанию территорий городских и сельских населенных пунктов, условиям работы с источниками физических факторов, оказывающих воздействие на человека". Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168. Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах,
 6. Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух. С.-П., 2000.
 7. ГОСТ 17.2.3.02-78. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.
 8. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 13 октября 2014 года № 57 Об утверждении экологических нормативов и экологических требований по хозяйственной и иной деятельности (с изменениями и дополнениями от 6 января 2016 года)
 9. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 21 января 2015 года № 26 Об утверждении Перечня загрязняющих веществ и видов отходов, для которых устанавливаются нормативы эмиссий (с изменениями и дополнениями от 11 сентября 2015 года)
 10. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду, Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 11 декабря 2013 года № 379-ө.
 11. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду. Приложение к приказу и. о. Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 11 декабря 2013 года № 379-п. Приложение к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 16 апреля 2012 года № 110- п.
 12. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09.2004.
 13. Правила инвентаризации выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, вредных физических воздействий на атмосферный воздух и их источников №217-п от 04.08.2005 г.
 14. Закон Республики Казахстан от 4 декабря 2002 года № 361-ІІ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 27.07.2011 г.)».
 15. Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий (приложение № 18 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18 апреля 2008 года № 100-п)
 16. РНД 211.2.01.01-97 (ОНД-86). Методика расчета концентрации в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий – Алматы, 1997.
- Типовой перечень мероприятий по охране окружающей среды. Приказ министра МООС РК от 24 апреля 2007 года № 119 в соответствии с пунктом 29 статьи 17 Экологического кодекса РК.

17. РНД 211.2.02.02-97 «Рекомендации по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу (НДВ) для предприятий», Алматы, 1997.
18. Типовая инструкция по организации системы контроля промышленных выбросов в атмосферу в отраслях промышленности. ГТО им. Воейкова. Л., 1986, 25 с.
19. Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях. РД.52.04.52-85, Л., Гидрометеиздат, 1987, 52с.
20. Налоговый кодекс Республики Казахстан.

ПРИЛОЖЕНИЯ

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ****08.04.2019 года****02468P****Выдана****ИП ЭКО-ОРДА**

120000, Республика Казахстан, Кызылординская область, Кызылорда Г.А.,
г.Кызылорда, МИКРОРАЙОН Сырдария, дом № 20., 39,
ИИН: 820105301634

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер
юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-
идентификационный номер филиала или представительства иностранного
юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у
юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия),
индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие**Выдача лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области
охраны окружающей среды**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом
Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и
уведомлениях»)

Примечание**Неотчуждаемая, класс 1**

(отчуждаемость, класс разрешения)

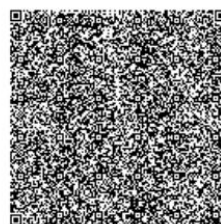
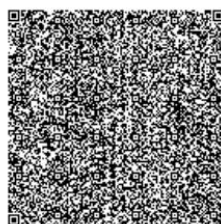
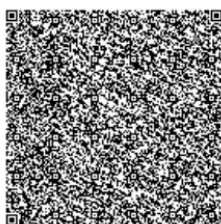
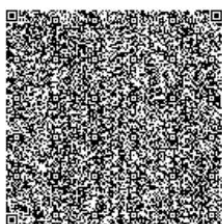
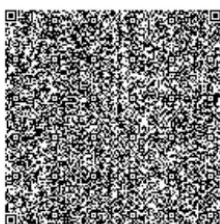
Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет
экологического регулирования и контроля Министерства
энергетики Республики Казахстан». Министерство энергетики
Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)****Жолдасов Зулфухар Сансызбаевич**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи**Срок действия
лицензии****Место выдачи****г.Астана**



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02468Р

Дата выдачи лицензии 08.04.2019 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

ИП ЭКО-ОРДА

ИИН: 820105301634

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

г.Кызылорда мкр.Сырдария дом 20 кв 39

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан». Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

Жолдасов Зулфухар Сансызбаевич

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

001

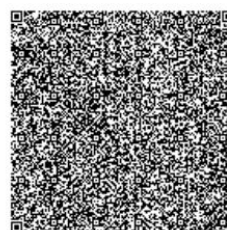
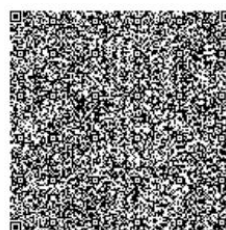
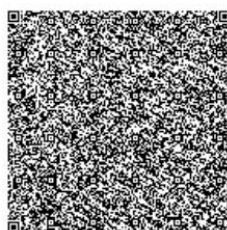
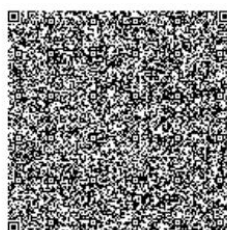
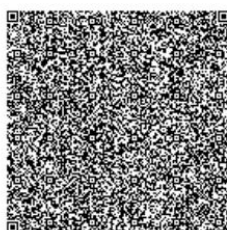
Срок действия

Дата выдачи приложения

08.04.2019

Место выдачи

г.Астана



Осы құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасымалдағы құжатпен манымыз бірдей. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.