



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023

ПРОЕКТ
«ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 1

**ПРОЕКТ
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ
К ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

Дата № исх.	Основания для выпуска	Подготовил	Согласовали	Утвердили
		Ведущий инженер службы экологии	Директор департамента техники и технологии добычи нефти и газа	Генеральный директор ТОО «СП «Казгермунай»
		Руководитель службы экологии	Заместитель генерального директора по производству Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»	
		Абир М.К.	Бердыев А.Ж.	ЛЮ Шаою
			Исмаганбетова Г.Х.	Габдуллин А. Г.



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 3
---	--	---------------

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

№	Должность	ФИО	Подпись	Раздел
1	Руководитель службы	Исмаганбетова Г.Х.		
2	Ведущий инженер	Суйнешова К.А.		
3	Ведущий инженер	Султанова А.Р.		
4	Отв. исполнитель проекта ведущий инженер	Абир М.К.		

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 4

СОДЕРЖАНИЕ

Аннотация	8
1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	13
1.1 Общие сведения о месторождении.....	13
1.2 Целевое назначение работы	14
1.3 Технологические показатели вариантов разработки.....	17
1.5 Сведение о производственном процессе	21
2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	27
2.1 Природно-климатические условия	27
2.2 Современное состояние атмосферного воздуха	28
2.3 Поверхностные и подземные воды	29
2.4 Почвенный покров	31
2.6 Растительный покров	32
2.7 Животный мир	33
3. СОЦИАЛЬНО - ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	34
3.1 Социально-экономические условия района	34
4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ШТАТНОМ РЕЖИМЕ	39
4.1 Инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу	39
4.2. Расчет рассеивания вредных веществ в атмосферном воздухе.....	48
4.3 Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны).....	50
4.5 Водоснабжение и водоотведение	54
4.6 Программа управления отходами	55
Вид отхода	62
4.7 Воздействие отходов производства и потребления на окружающую среду 62	
4.8 Мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей среды промышленными отходами	63
4.9 Рекультивация земель	64
5. КОМПЛЕКСНАЯ Оценка воздействия на окружающую среду	65
5.1. Предварительная оценка воздействия на качество атмосферного воздуха 68	
5.2. Оценка воздействия на подземные и поверхностные воды	69
5.3. Факторы негативного воздействия на геологическую среду	70
5.4. Предварительная оценка воздействия на растительно-почвенный покров 70	
5.5. Факторы воздействия на животный мир	71
5.6. Оценка воздействия на социально-экономическую сферу	72
5.7. Состояние здоровья населения	73
5.8. Охрана памятников истории и культуры.....	73
6. АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ	74
6.1 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций	75

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 5

7.	ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА.....	77
7.1	Мониторинг состояния промышленных площадок.....	78
7.2	Мониторинг состояния технологического оборудования	78
7.3	Мониторинг состояния и размещения отходов	78
7.4	Мониторинг состояния биосферы	78
7.5	Оборудование и методы проведения мониторинга	79
7.6	Контроль в области охраны окружающей среды	80
8.	ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	81
9.	ЗАЯВЛЕНИЕ О НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	86
	Вид отхода	95
	Нетехническое резюме	99
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	103
	Приложение №1	105
	Приложение №2 – Данные Казгидромет	151
	Приложение №3 – План-график.....	152
	Приложение №4 - Государственная лицензия	160

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 6

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый)	19
Таблица 1.2 Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый)	19
Таблица 1.3 - Проектная конструкция оценочных скважин	20
Таблица 1.4 – Расчет продолжительности бурения скважин глубиной 2350м	21
Таблица 1.5 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа на 2023-2032гг для варианта разработки I	26
Таблица 1.6 – Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Нуралы на 2023-2032 гг для варианта разработки II (рекомендуемого)	26
Таблица 2.1 - Общая климатическая характеристика	27
Таблица 2.2 - Средняя месячная и годовая температура воздуха (°C)	27
Таблица 2.3 - Средние месячные и среднее годовые скорости ветра (м/с)	27
Таблица 2.4 - Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей	27
Таблица 2.5 Результаты анализа проб атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны за 2022 год	28
Таблица 2.6 Результаты анализов проб почв	32
Таблица 3.1- Естественное движение населения по Кызылординской области	34
Таблица 3.2 - Процентные показатели по отраслям	35
Таблица 3.3 - Производство по отраслям обрабатывающей промышленности по Кызылординской области	35
Таблица 3.4 - Сельское хозяйство	37
Таблица 4.1 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 2 оценочных скважин проектной глубиной 2350м (1 вариант разработки)	44
Таблица 4.2 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2023г (1 вариант разработки)	45
Таблица 4.3 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2024г (1 вариант разработки)	45
Таблица 4.4 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2025г (1 вариант разработки)	45
Таблица 4.5– Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 2 оценочных скважин проектной глубиной 2350м (2 вариант разработки)	46
Таблица 4.6 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2023г (2 вариант разработки)	47

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 7

Таблица 4.7 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2024г (2 вариант разработки)	47
Таблица 4.8 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2025г (2 вариант разработки)	47
Таблица 4.9 – Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере	49
Таблица 4.10 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин	54
Таблица 4.11 - Баланс водоотведения и водопотребления при эксплуатации месторождения	54
Таблица 4.12 – Объем выбуренной породы при строительстве скважины проектной глубиной 2350 м	58
Таблица 4.13 - Образование коммунальных отходов при строительстве скважины	59
Таблица 4.14- Предварительный расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве скважин проектной глубиной 2350м	60
Таблица 4.15 - Виды и количества образующихся отходов при строительстве оценочных скважин	60
Таблица 4.16- Образование коммунальных отходов при эксплуатации	61
Таблица 4.17- Виды и количества образующихся отходов при эксплуатации месторождения	62
Таблица 5.1 - Основные виды воздействия на окружающую среду при строительстве скважины	65
Таблица 5.2 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий при проведении операций	67
Таблица 5.3 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме	68
Таблица 5.4 – Расчет значимости воздействия на атмосферный воздух	69
Таблица 5.5 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на подземные воды	70
Таблица 5.6 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на геологическую среду	70
Таблица 5.7 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на почвенно-растительный покров	71
Таблица 5.8 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на животный мир	72
Таблица 5.9 – Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу	72
Таблица 5.10 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на социальную сферу при строительстве скважин	72
Таблица 7.1 – Список измеряемых параметров	79

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 8

АННОТАЦИЯ

Отчет о возможных воздействиях выполнен согласно Приложению 1 к приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424 Приложения 2 к «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», а также соответствует требованиям Экологического кодекса РК №400-VI ЗРК от 02.01.2021г.

Отчет о возможных воздействиях содержит следующую информацию:

Глава 1. «Краткая характеристика проектируемых работ» включает в себя:

- общие сведения о месторождении, описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами;
- целевое назначение работы;
- информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности;
- информация о технологических показателях для осуществления намечаемой деятельности, сведение о производственном процессе, в том числе использование природных ресурсов, сырья и материалов.

Глава 2. «Современное состояние окружающей среды» (информация о компонентах природной среды):

- природно-климатические условия;
- современное состояние атмосферного воздуха;
- поверхностные и подземные воды;
- почвенный покров, растительность и животный мир.

Глава 3. «Социально-экономические условия района» – описание затрагиваемой территории с указанием численности ее населения, участков.

Глава 4. «Оценка воздействия планируемой хозяйственной деятельности на окружающую среду»:

- информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия, также обоснование предельных количественных и качественных показателей эмиссий, расчеты которых представлены в приложении №1.

- информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности;

- описание возможных вариантов осуществления намечаемой деятельности с учетом ее особенностей и возможного воздействия на окружающую среду при бурении скважин при реализации проекта пробной эксплуатации;

- характеристика источников физического воздействия;
- водоснабжение и водоотведение;

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 9

- сведения об отходах производства и потребления, характеристика и объемы образования, обоснование предельного количества накопления отходов по их видам (расчеты предварительного объема образования отходов).

Глава 5. «Комплексная оценка воздействия на окружающую среду» – описание возможных существенных воздействий (прямых и косвенных, кумулятивных, трансграничных, краткосрочных и долгосрочных, положительных и отрицательных) намечаемой деятельности на объекты возникающие в результате реализации намечаемой деятельности.

Глава 6. «Аварийные ситуации и их предупреждение».

Глава 7. «Программа экологического мониторинга» – описание методов мониторинга, виды мониторинга.

Глава 8. «Заявление о намечаемой деятельности».

Глава 9. «Нетехническое резюме».

Список использованной литературы.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 10

ВВЕДЕНИЕ

«Отчет о возможных воздействиях» к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Нуралы» разработан в процессе оценки воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности в соответствии с требованиями нормативно-правовых актов Республики Казахстан:

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

Основанием для составления отчета о возможных воздействиях является Договор, заключенный между ТОО «СП «Казгермунай» и Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС (№02177Р от 18 марта 2020г).

Отчет о возможных воздействиях разработана в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан и иными нормативными правовыми актами Республики Казахстан.

Целью проведения данной работы является определение экологических и иных последствий вариантов принимаемых управленческих и хозяйственных решений, разработки рекомендаций по оздоровлению окружающей среды, предотвращению уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов.

Отчет оформлен в соответствии с Инструкцией по организации и проведению экологической оценки (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 26.10.2021г №424).

Рассматриваемый материал включает в себя:

- краткое описание намечаемой деятельности, данные о местоположении и условиях землепользования;
- сведения об окружающей и социально-экономической среде;
- возможные виды воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду;
- анализ изменений окружающей и социально-экономической среды в процессе реализации вариантов намечаемой деятельности;
- комплексную оценку ожидаемых изменений окружающей среды в результате производственной деятельности на лицензионном участке;
- природоохранные мероприятия по снижению антропогенной нагрузки на окружающую среду.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 11

Юридические адреса:
120018, г. Кызылорда
пос. Тасбогет, ул. Амангельды 100
ТОО СП «Казгермунай»
тел: +7 (7242) 262001
факс: +7 (7242) 262002

Исполнитель:
060007, г. Атырау,
проспект Елорда, строение 10а
Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»
тел: +7 (7122) 305444, 305443
факс: +7 (7122) 305400, 305412

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 13

1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

1.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Нуралы выявлено в 1983 году сейсморазведочными работами Турланской ГФЭ. Скважиной первооткрывательницей является поисковая скважина 1, в которой в 1987 году ЮКНРЭ ПГО «Южказгеология» в процессе опробования из основания неокома получен фонтанный приток нефти с пластовой водой.

Месторождение Нуралы в административном отношении находится в Теренозекском районе Кызыл-Ординской области Республики Казахстан. Географически месторождение расположено в Южной части Торгайской низменности и ограничено координатами 46° 02' – 46° 17' с.ш. и 65° 13' – 65° 24' в.д. (рис.1.1).

Расстояние до областного центра Кызыл-Орда - 140 км. К востоку в 250 км от месторождения проходит трасса нефтепровода Омск-Павлодар-Шымкент. В 40 км северо-восточнее месторождения Нуралы находится крупное разрабатываемое месторождение Кумколь. Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш и Жусалы, расположенные на расстоянии 130 и 125 км соответственно.

В орографическом отношении район месторождения Нуралы представляет собой низменную равнину с отметками рельефа: на севере – сор -120м, на востоке – уступ- 190-150м, на западе и юге – 190-200м.

Климат района резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков (около 100-150 мм за год). Температура воздуха зимой от -12°С до -40°С, летом от +27°С до +45°С. Характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время – метели и бураны.

Водные артерии на площади работ отсутствуют. В паводковый период с марта по май происходит заполнение сухих русел рек и озер. Обеспечение технической и бытовой водой осуществляется из артезианских скважин, пробуренных Кызыл-Ординской гидрогеологической экспедицией.

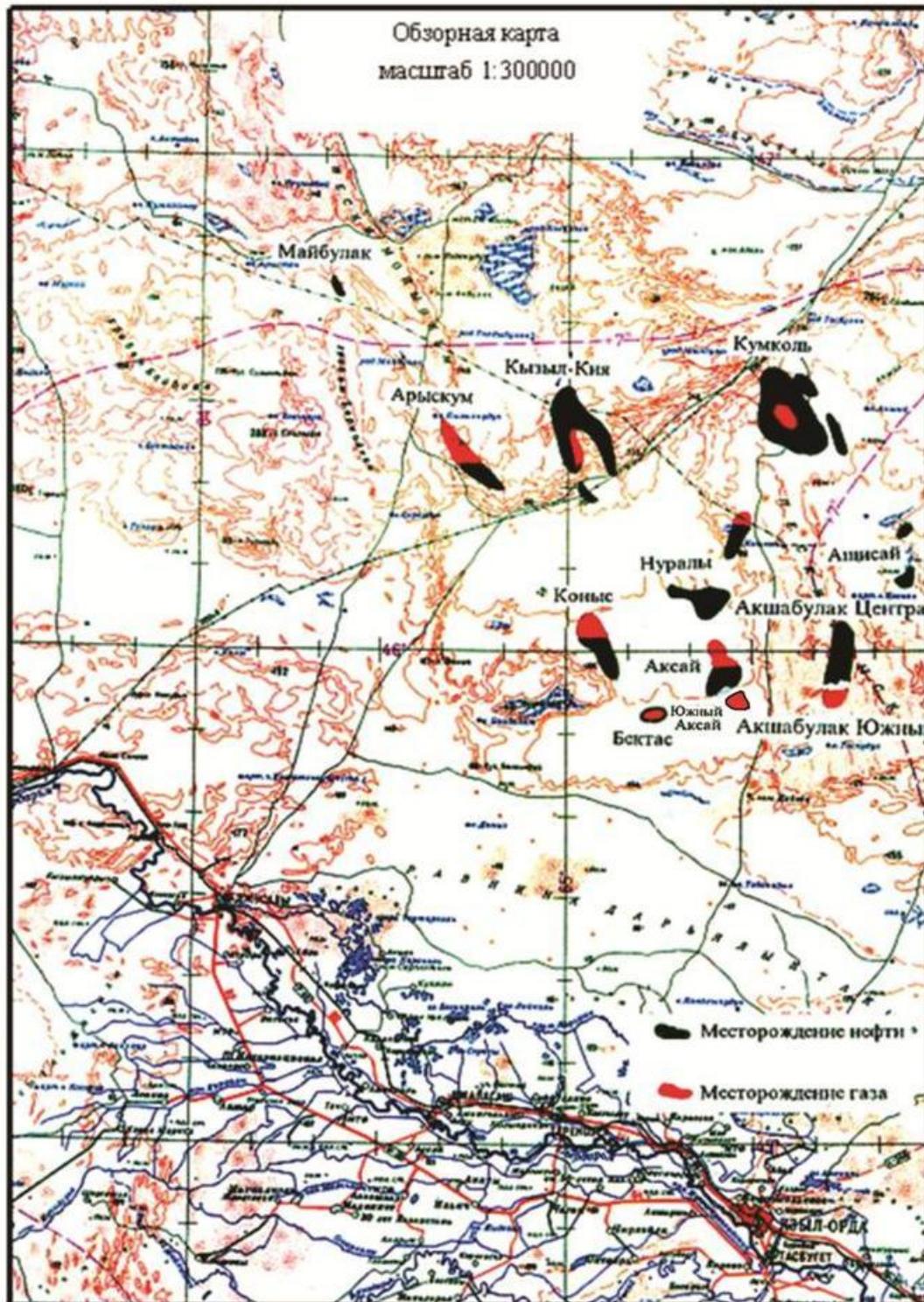


Рисунок 1– Обзорная карта

1.2 Целевое назначение работы

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 15

Недропользователем месторождения Нуралы является ТОО «СП «Казгермунай» имеющее лицензию на право пользования недрами в РК, выданная для разведки и добычи углеводородного сырья на месторождении Нуралы в Кызылординской области, серии МГ № 26 (нефть) от 15 ноября 1996г с дополнением №5 от 2 декабря 2015г к контракту №39 от 28.05.1996г. Согласно дополнению №7 государственный регистрационный №5222-УВС от 19.05.2023г выдано разрешение на продление срока действия Контракта (письмо 12-01-12/5717 от 13.03.2023г, Протокол №10/7 МЭ РК от 10.03.2023г, срок завершения контракта на недропользование – 1 марта 2034г.

В 2002г ЗАО «НИПИнефтегаз» был выполнен «Проект пробной эксплуатации месторождения Нуралы». С защитой и утверждением проекта пробной эксплуатации - 13 июня 2002г разработка месторождения вошла в фазу пробной эксплуатации, действие которой продлено до февраля 2004г.

Компанией «Мунайгазгеолсервис» (МГГС) был составлен «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Нуралы» на основе результатов 3D сейсмоки 2000г. Запасы утверждены в Государственной Комиссии по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан (ГКЗ РК) 18.04.2003г в количестве: балансовые 12663,6 тыс.т, извлекаемые 6024,9 тыс.т.

В 2004г на базе утвержденных ГКЗ РК запасах ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлена «Технологическая схема разработки» и утверждена ЦКР РК (Протокол №32 от 15 апреля 2005г).

В 2006г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Авторский надзор за выполнением проектных решений технологической схемы разработки месторождения Нуралы за период с 01.01.2005г по 01.07.2006г» (протокол ЦКР МЭМР РК № 39 от 20.10.06г).

В 2007г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Авторский надзор за выполнением проектных решений технологической схемы разработки месторождения Нуралы за период с 01.01.2006г по 01.07.2007г» (протокол ЦКР МЭМР РК № 47 от 14.12.07г).

В 2008г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Авторский надзор за выполнением проектных решений технологической схемы разработки месторождения Нуралы за период с 01.01.2007г по 01.07.2008г» (протокол ЦКР МЭМР РК № 54 от 05.12.08г).

В 2009г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Авторский надзор за выполнением проектных решений технологической схемы разработки месторождения Нуралы за период с 01.07.2008г по 01.01.2010г.» (протокол ЦКР МЭМР РК № 62 от 25.02.2010 г).

В 2010г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» был составлен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Нуралы» (Протокол № 972-10-У от 06.10.2010г). Запасы утверждены в Государственной Комиссии по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан (ГКЗ РК) 06.10.2010г в количестве: геологические-16457 тыс.т., извлекаемые- 6778 тыс.т. Изменение запасов по результатам вновь пробуренных скважин послужила основой для составления уточненной технологической схемы разработки.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 16

В 2011г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлена и рассмотрена «Уточненная технологическая схема разработки месторождения Нуралы по состоянию на 01.01.2011г» (Протокол ЦКР РК № 173 от 15.07.2011г.), где к реализации принят 2 вариант разработки, который предусматривал бурение 70 добывающих скважин и одну нагнетательную скважину. Реализация приконтурного заводнения на I, IV и V объектах. Для перевода под нагнетание предусмотрено 15 добывающих скважин.

В 2012г был составлен «Авторский надзор за реализацией Уточненной технологической схемы разработки месторождения Нуралы».

В 2014г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Нуралы» (Протокол № 1501-14-У от 08.12.2014г.). Запасы утверждены в Государственной Комиссии по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан (ГКЗ РК) 08.12.2014г в количестве: геологические 15134 тыс.т, извлекаемые 5554 тыс.т.

В 2015г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен «Анализ разработки месторождения Нуралы по состоянию на 01.06.2015г.» (Протокол ЦКРР РК №62/14 от 27 августа 2015г.).

В 2016г ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» выполнен отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа, свободного газа и конденсата... по состоянию на 01.08.2016г.». По результатам рассмотрения отчета ГКЗ РК приняло решение воздержаться от утверждения запасов УВ в связи с необоснованностью структурно-тектонической модели месторождения (Протокол ГКЗ 1789-17 от 24 февраля 2017г.), и соответственно в Гос.баланс не вносить изменений.

В 2017г ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Нуралы на 01.07.2017г.» с проектными показателями на 2017-2019гг. (Утвержденный Комитетом Геологии и недропользования МИР РК на основании рекомендаций ЦКРР РК №90/12 от 30.10.2017г.).

В 2019г АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Анализ разработки месторождения Нуралы на 01.01.2019г» с проектными показателями на 2020-2021гг. (Утвержден МЭ РК на основании рекомендаций ЦКРР РК №04-14/16932 от 30.10.2020г).

В 2021г АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Нуралы по состоянию на 02.01.2021г» (Протокол ГКЗ РК №2378-21-У от 26.11.2021г).

В 2022г АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» на основе новых запасов был составлен «Проект разработки месторождения Нуралы», согласно которому в настоящее время ведется промышленная разработка месторождения, (Протокола ЦКРР РК №23/1 от 24.02.2022г) проект был принят по рекомендуемому III варианту разработки сроком на 3 года (на период 2022-2024гг).

В 2023г на основе новых геолого-геофизических и геолого-промысловых данных по результатам бурения скважин №№417, 418 на горизонте М-II-4, АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» был составлен «Прирост запасов горизонта М-II-4 месторождения Нуралы по состоянию на 02.01.2023г.

Настоящий проект «Дополнение к проекту разработки месторождения Нуралы» выполнен Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг», в рамках

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 17

договора с ТОО «СП «Казгермунай» согласно Техническому заданию, требованиям «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» и РД «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений».

Целью данного проекта является принятие обоснованных технических и технологических решений, обеспечивающих достижение утвержденных коэффициентов извлечения нефти, рациональное комплексное использование и охрану недр, а также выполнение требований законодательства Республики Казахстан о недрах и недропользовании. В проекте использованы все имеющиеся геолого-геофизические материалы, а также все геолого-промысловые данные по текущему состоянию разработки и гидродинамическим исследованиям скважин.

1.3 Технологические показатели вариантов разработки

Для прогноза технологических показателей разработки рассмотрены два варианта разработки в целом по месторождению.

При реализации рекомендуемого 2 варианта разработки экономически рентабельный период разработки месторождения длится до 2037г. За период разработки проектный уровень добычи нефти в целом по месторождению в количестве 103,9 тыс.т приходится на 2030г при темпе отбора от НИЗ 2,1%. Накопленная добыча нефти по месторождению к концу экономически рентабельного периода разработки (2037г) составит 5214,8 тыс.т, что соответствует значению КИН 0,390 доли ед. К концу рентабельного периода обводненность продукции достигает 94,2%. В 2023г планируется ликвидировать скважину №65.

С целью обоснования наиболее оптимального значения КИН и расчета прогнозных технологических показателей рассмотрены 2 варианта разработки.

1 вариант (базовый) предусматривает продолжение разработки месторождения существующим фондом скважин. Выбытие из нагнетательного фонда нагнетательных скважины №65 на I объекте, возобновление разработки VII объекта, путем перевода скважины №410 с нижележащего объекта в 2026г, возобновление разработки VIII объекта, вводом из наблюдательного фонда скважины №401 в 2026г. Проектный фонд добывающих и нагнетательных скважин по месторождению – 42 и 14 ед.

2 вариант (рекомендуемый) включает все мероприятия 1 варианта. Дополнительно предусмотрены мероприятия по ИДН в 14 скважинах на I и VI объектах в скважинах №№ 49, 51, 53, 68, 70, 71, 91, 93, 101, 103, 107, 125, 231, 31Д в 2025г, на III объекте в 2023г предусмотрен перевод с ГРП скважины №37 (V об.), в 2025г ввод из наблюдательного фонда двух скважин №№226, 414, в 2027г перевод с ГРП скважины №36 (VI об.), в 2028г перевод с ГРП скважины №200 (VI об.), в 2029г перевод с ГРП скважины №41 (VI об.), в 2030г перевод с ГРП двух скважин №№33, 38 (V об.). На VI объект в 2029г предусмотрен перевод скважин №№43, 78 (III об.); в 2029г перевод скважины №81 (из нагн. фонда III об.). В 2030г планируется ввод в разработку Возвратного объекта переводом в скважине №39 (VI об.). Проектный фонд добывающих и нагнетательных скважин по месторождению – 42 и 14 ед.



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 19

Таблица 1.1 Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин в ликвидацию, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд доб-щих скважин на конец года, ед.	Фонд нагн-ных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	доб-щих	нагн-ных				доб-щих	нагн-ных			нефти	жидкости	
2023	0	0	0	0	1	0	0	2	40	14	6,0	96,4	262,8
2024	0	0	0	0	1	0	2	0	38	14	5,2	93,9	231,5
2025	0	0	0	2	0	0	0	0	40	14	6,1	110,8	273,6
2026	0	0	0	2	0	0	0	0	42	14	5,9	104,0	278,0
2027	0	0	0	1	0	0	1	0	41	14	5,4	96,4	263,5
2028	0	0	0	0	0	0	1	0	41	14	4,9	91,7	241,5
2029	0	0	0	1	0	0	4	1	41	13	6,5	96,6	271,9
2030	0	0	0	0	0	0	3	2	38	11	7,6	95,4	322,1
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	38	11	7,4	94,7	305,9
2032	0	0	0	0	0	0	3	2	35	9	7,0	97,0	365,7
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	35	9	6,6	99,6	359,8
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	35	9	6,1	99,2	357,3
2035	0	0	0	0	0	0	17	4	18	5	6,4	89,3	458,4
2036	0	0	0	0	0	0	1	0	17	5	8,6	132,4	463,3
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	17	5	8,1	138,4	468,3
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	17	5	7,2	140,9	473,8
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	17	5	6,7	143,6	480,7
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	17	5	6,1	146,5	488,3

Таблица 1.2 Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Закачка рабочего агента, тыс.м³		Обводненность, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих						годовая	накопленная		годовая	накопленная
2023	83,3	1,7	8,4	4140,1	82,1	0,310	1337,4	15101,1	1275,9	15539,2	93,8	32,396	1374,487
2024	69,7	1,4	7,7	4209,8	83,5	0,315	1267,7	16368,8	1124,1	16663,2	94,5	26,717	1401,203
2025	82,4	1,6	9,9	4292,2	85,1	0,321	1499,8	17868,6	1328,1	17991,4	94,5	31,733	1432,937
2026	84,2	1,7	11,2	4376,5	86,8	0,328	1480,2	19348,8	1349,6	19341,0	94,3	29,039	1461,975
2027	78,0	1,5	11,7	4454,5	88,3	0,333	1403,9	20752,7	1279,3	20620,3	94,4	27,179	1489,154
2028	69,3	1,4	11,8	4523,7	89,7	0,339	1287,4	22040,1	1172,5	21792,8	94,6	23,454	1512,608
2029	89,4	1,8	17,2	4613,1	91,5	0,345	1320,0	23360,1	1225,6	23018,4	93,2	25,174	1537,782
2030	103,9	2,1	24,2	4717,0	93,5	0,353	1304,0	24664,1	1228,4	24246,8	92,0	28,069	1565,851
2031	97,4	1,9	29,9	4814,5	95,5	0,360	1248,4	25912,5	1166,9	25413,7	92,2	24,705	1590,556
2032	88,5	1,8	38,8	4903,0	97,2	0,367	1224,7	27137,1	1141,2	26554,9	92,8	22,702	1613,259
2033	80,7	1,6	57,8	4983,7	98,8	0,373	1208,4	28345,5	1122,9	27677,9	93,3	20,523	1633,782
2034	73,9	1,5	125,5	5057,6	100,3	0,378	1204,0	29549,5	1114,9	28792,8	93,9	19,034	1652,816
2035	57,5	1,1	-	5115,1	101,4	0,383	806,9	30356,4	794,8	29587,6	92,9	16,124	1668,940
2036	52,2	1,0	-	5167,3	102,5	0,387	802,2	31158,6	803,2	30390,7	93,5	14,850	1683,790
2037	47,5	0,9	-	5214,8	103,4	0,390	816,0	31974,6	811,8	31202,6	94,2	13,874	1697,664
2038	42,5	0,8	-	5257,3	104,3	0,393	830,7	32805,4	821,4	32024,0	94,9	13,809	1711,473
2039	39,2	0,8	-	5296,5	105,0	0,396	846,5	33651,9	833,3	32857,3	95,4	12,860	1724,333
2040	36,2	0,7	-	5332,7	105,8	0,399	863,5	34515,3	846,6	33703,9	95,8	11,984	1736,317



1.4 Конструкция скважин

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях нефтеводопроявлений. С учетом вышеизложенного, рекомендуется следующая конструкция вертикальных и горизонтальных эксплуатационных скважин:

Конструкция оценочных скважин № 415, № 416 глубиной до 2350 м.

- **Направление** Ø 2300 мм (бетонные кольца) спускается на глубину 3 м, с целью защиты устья скважины от размыва буровым раствором.
- **Кондуктор** Ø 339,7 мм спускается на глубину от 50 м, цементируется до устья с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений, обеспечивает механическую опору для устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)
- **Техническая колонна** Ø 244,5 мм спускается на глубину 750 м, цементируется до устья с целью перекрытия пород палеогена, верхнего мела и верхней части нижнего мела. Создание надежной крепи для безопасного углубления скважины до проектной глубины, установка противовыбросового оборудования (ПВО)
- **Эксплуатационная колонна** Ø 168,3мм спускается на проектную глубину 2350 м, цементируется с целью определения приемистости пласта и поддержания пластового давления.

Принятая конструкция скважин приведена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Проектная конструкция оценочных скважин

Наименование колон	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья	Тип цемента
	Долота	Колонны			
Направление	-	2300	5	до устья	ПЦТ-I-50
Кондуктор	444,5	339,7	50	до устья	ПЦТ-I-50
Техническая колонна	311,15	244,5	750	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Экс. колонна	215,9	168,3	2350	300м до устья	ПЦТ-I-G-CC-I

В соответствии с фактическими конструкциями и достигнутыми технико-экономическими показателями на месторождении Нуралы бурение вертикальных скважин рекомендуется вести буровыми установками с грузоподъемностью не менее 170 тонн. (ZJ-30 или ее аналог).

Технология бурения скважин более подробно будет изложена в техническом проекте на строительство эксплуатационных скважин.

Продолжительность цикла строительства скважин представлена в таблице 1.4.

Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР. Согласно выполненным расчетам полная продолжительность цикла строительства скважины составила: глубиной 2350м – 52,5 сут.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 21

Таблица 1.4 – Расчет продолжительности бурения скважин глубиной 2350м

Наименование работ	Время, (сут.)
Подготовительные работы к бурению	2,0
Бурение и крепление скважины	39
В том числе, Бурение:	27,3
Крепление:	11,68
Освоение объектов в эксплуатационной колонне	8,5
Строительно-монтажные работы	3,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	52,5

1.5 Сведение о производственном процессе

Рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения Нуралы предназначена для сбора, замера и промышленного транспорта добываемой продукции на установку подготовки нефти месторождения Нуралы для доведения ее до товарной кондиции и дальнейшей транспортировки по нефтепроводу «Нуралы-Акшабулак» на ЦППН Акшабулак для сдачи потребителю.

Описание существующей системы сбора

На месторождении Нуралы принята двухступенчатая герметизированная система добычи и сбора скважинной продукции. По расположению добывающих площадей, месторождение разделено на 3 составляющие:

южная часть;

северная часть;

установка подготовки нефти, расположенная в центре.

Процесс системы сбора, транспорта и подготовки продукции на УДНГ состоит из УПН Нуралы, куда транспортируется скважинная продукция с АГЗУ кол-ве 5-единиц.

Технологическая схема системы сбора, транспортировки скважинной продукции месторождения Нуралы представлена на рисунке 1.1. Технологическая схема установки подготовки нефти (УПН) показана на рисунке 1.2.

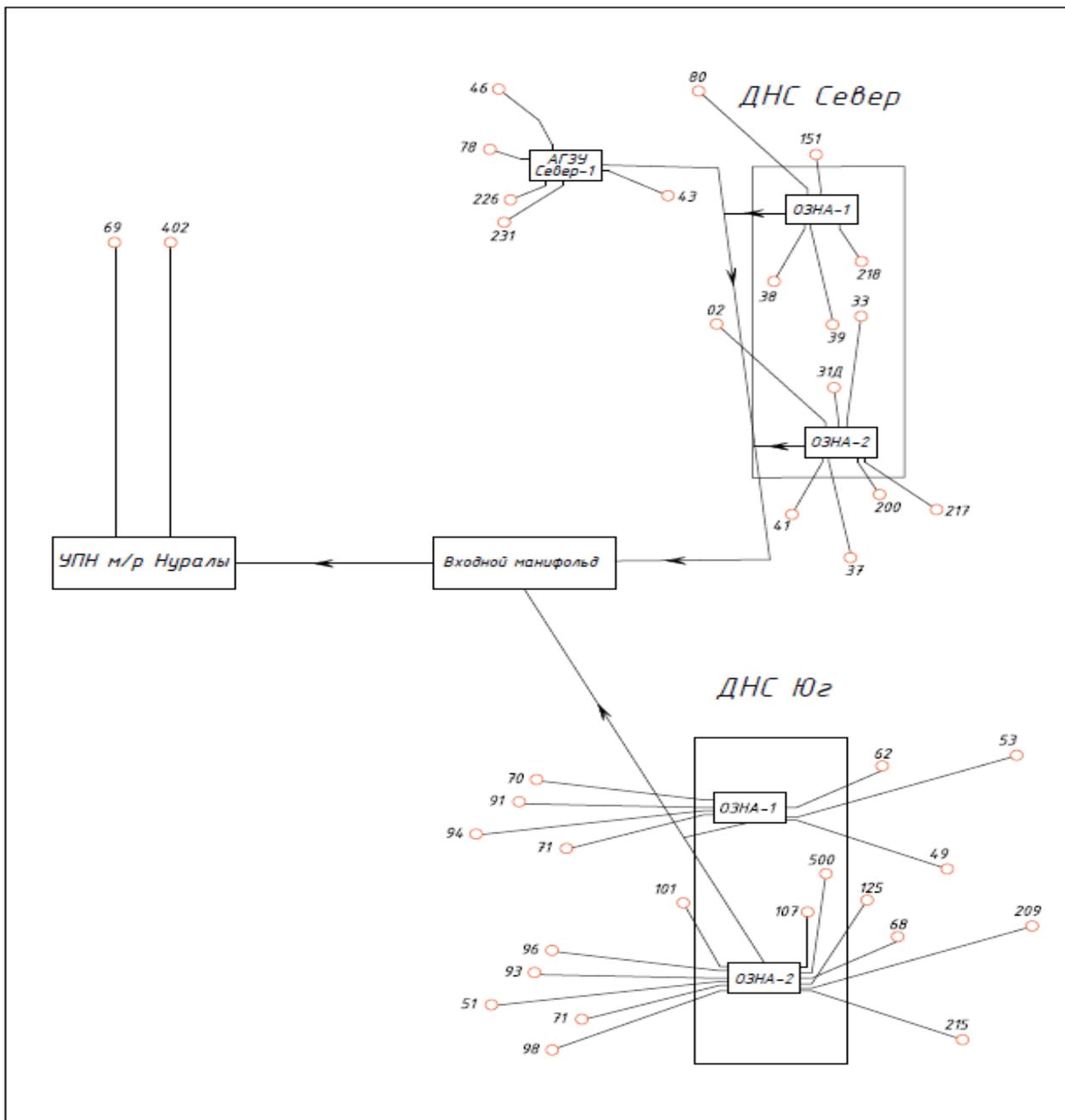


Рисунок 1.1 - Технологическая схема системы сбора, транспортировки скважинной продукции месторождения Нуралы

Нефтегазовая эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется на дожимную насосную станцию (ДФС-Север, ДФС-Юг). ДФС оборудованы многофазными замерными установками для замера объемов добычи нефти со скважин — ОЗНА Массомер ЕЕ-1500-14.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 23

Описание технологии подготовки скважинной продукции на УПН месторождения Нуралы

После замера дебита на ДНС Север, жидкость с помощью мультифазных насосов типа «MPC 268-D» в количестве 3-ед (1 – рабочий, 2 - резервные) трехфазную жидкость, с добавлением химического реагента деэмульгатора по коллектору Ø219 мм откачивается на установку переработки нефти месторождения Нуралы.

Газожидкостная смесь на УПН Нуралы поступает по трем коллекторам, с северной и южной части месторождения Нуралы и с месторождения Аксай, а также скважинная продукция по отдельным выкидным линиям скважин Нуралы – 69, 402 и 418 поступает на манифольд УПН.

Объединившись в один коллектор Ø325x10, газожидкостная смесь общим потоком от блока входных манифольдов Р-1,5-2,0 МПа и t-40-50°C, через приёмную гребёнку поступает на трехфазные сепараторы С-1/С-1А (один резервный) типа НГСВ-1- П-16-3000-1-И объемом 100 м3 каждый.

Выделившийся в процессе сепарации попутный нефтяной газ по газопроводу направляется в вертикальные газовые сепараторы С-2/С-2А типа ГС2-1,6-2000-1, где осуществляется его очистка от капельной жидкости.

Основной попутный газ, выделившийся из смеси, после дополнительной очистки в газовом сепараторе, поступает на компрессорную установку К-1/2 (К-3/4) для транспортировки по межпромысловому газопроводу на УПГ-1/2 месторождения Акшабулак. Выделившаяся сточная вода при процессе подготовки нефти подается в систему ППД.

После первой ступени С-1/С-1А (один резервный) типа НГСВ-1- П-16-3000-1 сепарации нефтяная жидкость с 20% обводненностью направляется на площадку теплообменника подогреваемые теплообменником и печами подогрева П-2/3 (один резервный) для эффективного нагрева продукта. Подогретая до температуры 60-70°C нефть поступает далее на трехфазный сепаратор II-ступени С-3,2 типа ТФСК–Г-200/1,0, который предназначен для более глубокого разгазирования, обезвоживания, и подготовки нефти, далее нефтяная жидкость направляется в дегазатор С-3,1.

На II-ступени сепарации в сепараторе С-3,2 происходит дальнейшее разделение жидкости на воду и нефть. Нефть после II-ступени сепарации подается на III-ступень сепарации в сепаратор С-3,1, где происходит ее окончательная дегазация при Р-0.02-0,03 МПа, выделившийся в процессе сепарации газ также через сепаратор газовый щелевой типа СЦВ-300/1.0 через факельный сепаратор С-5 сбрасывается на факел. Из газоконпрессорной газ подается в газопровод «Нуралы-Акшабулак» на установку переработки газа (УПГ-1/2) на м. Акшабулак. На УПН м/р Нуралы производится дозирование химических реагентов: деэмульгатор, ингибитор коррозии, бактерицид, заменитель метанола (подача осуществляется в газопровод Нуралы-Акшабулак). Выделившаяся сточная вода при процессе подготовки нефти на второй ступени сепарации также в систему ППД.

После III-ступени сепарации подготовленная нефть бустерными насосами перекачки нефти Н-9А/В откачивается в вертикальные резервуары товарной нефти ёмкостью 3000 м3 – 2-ед, что обеспечивает 5-6 суточный запас товарной

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 24

нефти на УПН. Далее подготовленная до товарного качества нефть для сдачи потребителю, по нефтепроводу «Нуралы - Акшабулак» протяженностью L-32 км при помощи магистральных насосов KSB №1 и №2 откачивается на ЦППН м/р Акшабулак.

Принципиально-технологическая схема процесса подготовки нефти, поступающей со скважин на УПН месторождения Нуралы, представлена на рисунке 1.3.

Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

В настоящее время утилизация газа осуществляется по утвержденной «Программе развития переработки сырого газа на месторождениях ТОО СП «Казгермунай» на 2023 г. (Протокол №1 РГ МЭ РК от 17.03.22 г.). В рамках данной Программы, сырой газ месторождения Нуралы используется на собственные нужды (печи подогрева, водогрейная установка), а также большая его часть направляется на УПГ, для дальнейшей подготовки.

Основными источниками использования сырого газа являются:

печь подогрева ПП-0,63А – 3 единицы, расход сырого газа составляет – 100 м³/ч;

печь подогрева ПНК-1,9 – 1 единица, расход сырого газа составляет – 300 м³/ч;

водогрейная установка ВГУ-100А, расход сырого газа составляет – 180 м³/ч.

Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Нуралы на период 2023–2032 гг. по I и II вариантам разработки приведен в таблицах 1.5.-1.6.



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 26

Таблица 1.5 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа на 2023-2032гг для варианта разработки I

№	Наименование	Кол-во		Расход газа, м³/час	Число часов работы в сутки	Кол-во дней эксплуатации в году	Объем газа, млн. м³/год									
		всего	в работе				2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	Добыча газа						30,381	23,300	22,121	17,993	16,017	13,715	10,197	7,103	5,353	4,885
2	Объем сырого газа, используемого на собственные технологические нужды (V1), в т.ч.:						7,742	5,979	5,630	4,637	4,140	3,488	2,641	1,946	1,904	1,904
2.1.	печь "ПП-0,63А"	2	2	100	24	345/346	1,656	1,163	1,076	0,994	0,911	0,830	0,745	0,580	0,580	0,580
2.2.	печь "ПНК-1,9"	2	2	300	24	345/346	4,637	3,654	3,478	2,650	2,318	1,827	1,275	0,828	0,828	0,828
2.3.	водогрейная установка "ВГУ-100А"	1	1	180	24	345/346	1,449	1,163	1,076	0,994	0,911	0,830	0,621	0,538	0,497	0,497
3	Технологически неизбежное сжигание сырого газа, в т.ч.:						1,45	1,16	1,11	0,94	0,86	0,77	0,62	0,49	0,40	0,37
3.1	Объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования, (V7)						0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
3.1.1	Факел "УФМС-350/400 У" (На пилот)		2	1,25	24	365/366	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022
3.1.2	Продувочный газ			22,608	24	365/366	0,198	0,199	0,198	0,198	0,198	0,199	0,198	0,198	0,198	0,199
3.2	Объем сжигания сырого газа при проведении ТОиТР, (V8)						1,228	0,937	0,892	0,720	0,639	0,548	0,402	0,271	0,177	0,151
4	Объем сырого газа, подаваемый на УПГ Акшабулак						21,191	16,164	15,379	12,416	11,018	9,458	6,934	4,667	3,052	2,609
5	Объем товарного газа, полученного переработкой сырого газа м. Нуралы, млн. м3						22,510	15,953	16,888	14,035	12,624	10,484	7,619	5,022	3,339	2,735
6	Объем СУГ, полученного переработкой сырого газа м. Нуралы, тыс.т						5,002	3,545	3,753	3,119	2,805	2,330	1,693	1,116	0,742	0,608

Таблица 1.6 – Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Нуралы на 2023-2032 гг для варианта разработки II (рекомендуемого)

№	Наименование	Кол-во		Расход газа, м³/час	Число часов работы в сутки	Кол-во дней эксплуатации в году	Объем газа, млн. м³/год									
		всего	в работе				2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	Добыча газа						32,396	26,717	31,733	29,039	27,179	23,454	25,174	28,069	24,705	22,702
2	Объем сырого газа, используемого на собственные технологические нужды (V1), в т.ч.:						8,114	6,693	8,114	7,419	6,955	6,012	6,458	7,162	6,293	5,813
2.1.	печь "ПП-0,63А"	2	2	100	24	345/346	1,656	1,628	1,656	1,540	1,490	1,163	1,325	1,656	1,408	1,329
2.2.	печь "ПНК-1,9"	2	2	300	24	345/346	4,968	3,820	4,968	4,471	4,140	3,687	3,892	4,140	3,643	3,322
2.3.	водогрейная установка "ВГУ-100А"	1	1	180	24	345/346	1,490	1,246	1,490	1,408	1,325	1,163	1,242	1,366	1,242	1,163
3	Технологически неизбежное сжигание сырого газа, в т.ч.:						1,54	1,31	1,50	1,39	1,32	1,16	1,23	1,35	1,22	1,13
3.1	Объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования, (V7)						0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
3.1.1	Факел "УФМС-350/400 У" (На пилот)		2	1,25	24	365/366	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022
3.1.2	Продувочный газ			22,608	24	365/366	0,198	0,199	0,198	0,198	0,198	0,199	0,198	0,198	0,198	0,199
3.2	Объем сжигания сырого газа при проведении ТОиТР, (V8)						1,318	1,085	1,282	1,173	1,096	0,944	1,013	1,134	0,997	0,913
4	Объем сырого газа, подаваемый на УПГ Акшабулак						22,743	18,718	22,117	20,227	18,907	16,277	17,483	19,553	17,196	15,756
5	Объем товарного газа, полученного переработкой сырого газа м. Нуралы, млн. м3						24,003	18,292	24,227	22,650	21,421	17,929	18,808	19,847	15,411	12,714
6	Объем СУГ, полученного переработкой сырого газа м. Нуралы, тыс.т						5,334	4,065	5,384	5,033	4,760	3,984	4,180	4,411	3,425	2,825



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 27

2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

2.1 Природно-климатические условия

Климат региона резко континентальный с жарким, сухим летом и холодной малоснежной зимой. Такой климатический режим обусловлен расположением региона внутри евроазиатского материка, южным положением, особенностями циркуляции атмосферы, характером подстилающей поверхности и другими факторами. Континентальность климата проявляется в больших колебаниях метеорологических элементов в их суточном, месячном и годовом ходе.

По данным РГП «Казгидромет» климатические данные представлены по данным наблюдений на МС Кызылорда.

Таблица 2.1 - Общая климатическая характеристика

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (февраль)	-10,4
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль)	+35,2
Скорость ветра, повторяемость превышения который за год составляет 5%	8 м/с
Количество осадков за год (теплый период) мм	66,9
Количество осадков за год (холодный период) мм	79,7
Среднее число дней с пыльной бурей, дней	2,9

Таблица 2.2 - Средняя месячная и годовая температура воздуха (°С)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-6,8	-4,6	4	13,9	21,1	26,7	28,3	26,2	19	10,6	1,7	-5	11,3

Таблица 2.3 - Средние месячные и среднее годовые скорости ветра (м/с)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
2,4	2,8	3,2	3,3	3,0	2,6	2,4	2,6	2,5	2,2	2,2	2,4	2,6

Таблица 2.4 - Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
18	26	13	4	7	10	13	9	20

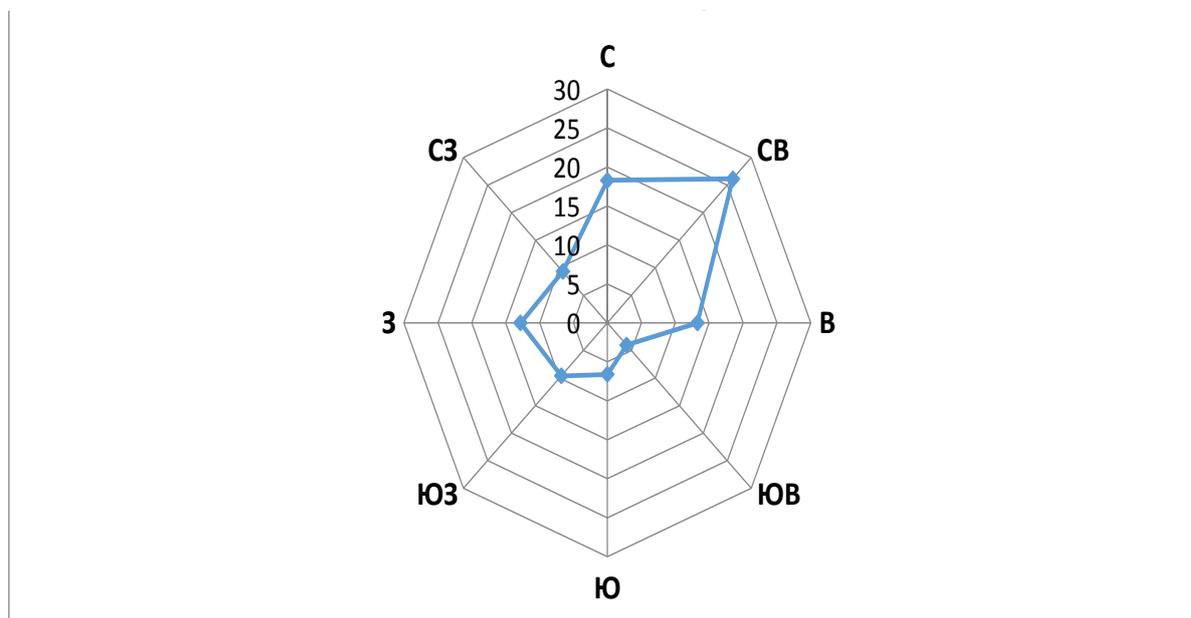


Рисунок 5-Роза ветров

2.2 Современное состояние атмосферного воздуха

Мониторинговые наблюдения за состоянием окружающей среды на месторождении Нуралы в 2022г проводил ТОО «НИИ «Батысэкопроект» согласно программе «Производственного экологического контроля».

Наблюдения за качеством атмосферного воздуха проводились в фиксированных точках зоны влияния предприятия по следующим загрязняющим веществам: диоксид азота, оксид азота, оксид углерода, диоксид серы, метан, сажа.

Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны месторождения Нуралы в 2022г, представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 Результаты анализа проб атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны за 2022 год

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация				Норма ПДК (максимально разовых, миллиграмм на кубический метр)	Наличие превышения предельно допустимых концентрации, кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
		1 кв	2 кв	3 кв	4 кв			
Граница СЗЗ юг	Азота диоксид	0,0445	0,0459	0,0432	0,0416	0,2	не превышает	не требуется
	Азота оксид	0,0436	0,0427	0,0416	0,0409	0,4	не превышает	не требуется
	Сажа	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,15	не превышает	не требуется
	Диоксид серы	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	не превышает	не требуется
	Углерода оксид	2,39	2,13	2,03	2,09	5,0	не превышает	не требуется
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	не превышает	не требуется
	Углеводороды предельные С1-С5	<25	<25	<25	<25	50	не превышает	не требуется
Углеводороды предельные С6-С10	<30	<30	<30	<30	50	не превышает	не требуется	
Граница СЗЗ север	Азота диоксид	0,0436	0,0428	0,0415	0,0408	0,2	не превышает	не требуется
	Азота оксид	0,0388	0,0369	0,0375	0,0384	0,4	не превышает	не требуется



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 29

	Сажа	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,15	не превышает	не требуется
	Диоксид серы	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	не превышает	не требуется
	Углерода оксид	2,69	2,75	2,83	2,56	5,0	не превышает	не требуется
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	не превышает	не требуется
	Углеводороды предельные С1-С5	<25	<25	<25	<25	50	не превышает	не требуется
	Углеводороды предельные С6-С10	<30	<30	<30	<30	50	не превышает	не требуется
Граница С33 запад	Азота диоксид	0,0543	0,0568	0,0545	0,0517	0,2	не превышает	не требуется
	Азота оксид	0,0442	0,0453	0,0428	0,0435	0,4	не превышает	не требуется
	Сажа	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,15	не превышает	не требуется
	Диоксид серы	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	не превышает	не требуется
	Углерода оксид	2,73	2,82	2,16	2,51	5,0	не превышает	не требуется
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	не превышает	не требуется
Граница С33 восток	Углеводороды предельные С1-С5	<25	<25	<25	<25	50	не превышает	не требуется
	Углеводороды предельные С6-С10	<30	<30	<30	<30	50	не превышает	не требуется
	Азота диоксид	0,0411	0,0425	0,0417	0,0403	0,2	не превышает	не требуется
	Азота оксид	0,0402	0,0413	0,0411	0,0426	0,4	не превышает	не требуется
	Сажа	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,15	не превышает	не требуется
	Диоксид серы	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	не превышает	не требуется
Подфакельные замеры ГУ-2 200м	Углерода оксид	2,17	2,25	2,47	2,34	5,0	не превышает	не требуется
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	не превышает	не требуется
	Углеводороды предельные С1-С5	<25	<25	<25	<25	50	не превышает	не требуется
	Углеводороды предельные С6-С10	<30	<30	<30	<30	50	не превышает	не требуется
	Азота диоксид	0,0317	0,0319	0,0325	0,0342	0,2	не превышает	не требуется
	Азота оксид	0,0382	0,0373	0,0331	0,0321	0,4	не превышает	не требуется
Подфакельные замеры ГУ-2 500м	Сажа	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,15	не превышает	не требуется
	Углерода оксид	2,38	2,28	2,32	2,18	5,0	не превышает	не требуется
	Метан	<25	<25	<25	<25	5,0	не превышает	не требуется
	Азота диоксид	0,0532	0,0539	0,0525	0,0511	0,2	не превышает	не требуется
	Азота оксид	0,0438	0,0443	0,0436	0,0413	0,4	не превышает	не требуется
Подфакельные замеры ГУ-2 1000м	Сажа	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,15	не превышает	не требуется
	Углерода оксид	2,45	2,58	2,51	2,25	5,0	не превышает	не требуется
	Метан	<25	<25	<25	<25	5,0	не превышает	не требуется
	Азота диоксид	0,0565	0,0565	0,0555	0,0524	0,2	не превышает	не требуется
	Азота оксид	0,0436	0,0436	0,0426	0,0409	0,4	не превышает	не требуется
Подфакельные замеры ГУ-2 1000м	Сажа	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,15	не превышает	не требуется
	Углерода оксид	2,42	2,42	2,49	2,31	5,0	не превышает	не требуется
	Метан	<25	<25	<25	<25	5,0	не превышает	не требуется

Вывод: анализ проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха на границе С33 месторождения Нуралы показал, что за 2022г концентрации загрязняющих веществ находились в допустимых пределах и не превышали санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДКм.р.), установленных для населенных мест.

2.3 Поверхностные и подземные воды

Гидрографическая сеть в районе месторождения Нуралы не развита. Местами заметны слабо выраженные русла временных водотоков, образованные во время таяния снега или выпадения ливневых дождей.

Дно понижения солончака Арыс, расположенного восточнее месторождения, весной покрыто водой, летом сохраняется грязь и территория его практически непроходима для автотранспорта.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 30

Небольшие разливы приурочены к редким самоизливающимся артезианским скважинам. Такие источники воды используются чабанскими хозяйствами в качестве участков отгонного животноводства.

Рассматриваемая территория в структурно-гидрогеологическом плане является частью Тургайского артезианского бассейна и представляет собой депрессионную зону, выполненную мощными осадочными толщами.

В соответствии с геологическими и гидродинамическими данными, здесь выделяются следующие водоносные горизонты и комплексы.

1. Водоносный горизонт золых четвертичных отложений.
2. Водоносный горизонт четвертичных делювиально-пролювиальных отложений.
3. Водоносный горизонт верхнеплиоценовых отложений.
4. Воды спорадического распространения эоценовых отложений.
5. Водоносный комплекс верхнетурон-сенонских отложений.
6. Водоносный комплекс нерасчлененных альб-сеноманских отложений.

Водоносный горизонт золых четвертичных отложений – (VQ) связан с массивами песков Арыскуп (северная часть) и Мойынкум (южное окончание). Водовмещающими породами являются преимущественно мелкозернистые пески, в подошве которых залегают глинистые породы более древнего возраста – неогена или палеогена.

Водоносный горизонт делювиально-пролювиальный четвертичных отложений –(LpQ). Водовмещающие породы представлены линзами разнозернистых песков. Мощность обводненной части до 2 м. Глубина залегания воды 0,5-1,5 м. Дебиты колодцев незначительные, химический состав подземных вод пестрый. Обычно не используется.

Водоносный горизонт верхнеплиоценовых отложений (N_2^3) сравнительно широко распространен на плато Сарылан. Породами горизонта являются пески нередко с гравием и галькой, песчаниками и гравелитами. Большинство участков этих отложений хорошо дренировано и поэтому значительные площади плато являются практически безводными.

Воды спорадического распространения эоценовых отложений (P_2) известны на восточном обрамлении песчаного массива Арыскуп и солончака Арыс. Водовмещающими служат мелкозернистые кварцевые пески, тасаранской свиты, переслаиваемые глинистыми песками и глинами.

Водоносный комплекс верхнетурон – сенонских отложений (K_2t_2+sn) наиболее перспективен для использования в народном хозяйстве. Повсеместно водоносные отложения этого комплекса подстилаются глинистой пачкой нижнего турона и перекрываются глинами эоцена. Верхняя (сенонская) часть разреза сложена прибрежно-морскими отложениями, а нижняя (верхнетуронская) – пестроцветными песчано-алеврито-глинистыми породами континентального генезиса.

Водоносный комплекс ниже- и верхнемеловых альб-сеноманских отложений ($K,al-K_2s$) вскрывается в зоне субширотных разрывных нарушений. Первый водоносный горизонт залегает в интервале 275-350 м, местами отмечается самоизлив. Дебит 0,3 л/с при понижении 0,3 м. Минерализация около 1,7 г/л. Второй водоносный горизонт вскрывается на глубинах 505-565 м.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 31

Пьезометрический уровень устанавливается на глубине 20 м. Дебит 1 л/с при понижении 8,6 м. Минерализация воды 1,2 г/л. Химический состав хлоридно-натриевый. Температура вод этого комплекса составляет от 12⁰ до 74⁰С.

2.4 Почвенный покров

Месторождение Нуралы с приращенными территориями расположено, согласно природно-сельскохозяйственному районированию земельного фонда Казахстана, в Арало-Балхашской провинции пустынной зоны. Основными зональными подтипами почв на территории месторождения Нуралы являются серо-бурые пустынные и пески бугристо-грядовые. Пески бугристо-грядовые доминируют на массиве месторождения.

На характеризуемой территории отмечается резкая смена зимних и летних режимов погоды. В это время наиболее активно проявляется ветровая деятельность, под воздействием которой развиваются процессы дефляции почв.

По устройству поверхности территория месторождения относится к области Туркестанской пустынной равнины. Равнина сложена мел-палеогеновыми отложениями, частично перекрытыми неоген-четвертичными осадками. Практически весь участок занят песчаным массивом Арыскуп, имеющим абсолютные отметки 90-110 м и представленным среднечетвертичными эоловыми отложениями с близким залеганием коренных отложений. По понижениям и в местах техногенных механических нарушений, связанных с удалением поверхностных горизонтов, коренные мел-палеогеновые отложения выходят на поверхность. Рельеф песков бугристо-грядовый.

На северо-востоке и крайнем юге территории месторождения песчаный массив окаймляет солончаковая пониженная равнина замкнутой бессточной впадины Арыс, сложенная нижнеолигоценными глинами, четвертичными озерными засоленными и верхнечетвертично-современными отложениями. Почвообразующими породами служат слоистые озерные отложения с преобладанием глин и тяжелых суглинков, а также четвертичные пески.

Зональным подтипом почв на характеризуемой территории являются серо-бурые пустынные почвы. Однородные массивы зональных почв из-за специфических условий почвообразования практически не встречаются. На большей части равнины формируются комплексы, состоящие из солонцов и серо-бурых пустынных солонцеватых почв. Наиболее низкие участки равнины и замкнутые депрессии заняты такырами. Бугристо-грядовая равнина представлена песками закрепленными.

Почвы района обследования по своему качеству не пригодны для земледелия и используются в качестве низко продуктивных пастбищных угодий

Мониторинг почв на месторождении является составной частью системы производственного мониторинга окружающей среды и проводится с целью:

- своевременного получения достоверной информации о воздействии объектов месторождений на почвенный покров;
- оценки прогноза и разработки рекомендаций по предупреждению и устранению негативных последствий техногенного воздействия нефтедобычи на природные комплексы, рациональному использованию и охране почв;

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	Р-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

- создания информационного обеспечения мониторинга почв.
- Пробы почвы анализировались с целью определения степени загрязнения почвы тяжелыми металлами и нефтепродуктами.

Таблица 2.6 Результаты анализов проб почв

Наименование показателей	Фактические полученные данные			
	Юг	Север	Восток	Запад
	Проба №315-П	Проба №316-П	Проба №317-П	Проба №318-П
2	3	4	5	6
Концентрация нефтепродуктов, мг/г	0,040	0,035	0,037	0,043
Концентрация свинца, мг/кг	8,57	8,96	8,62	9,16
Концентрация кадмия, мг/кг	0,38	0,42	0,41	0,46
Концентрация меди, мг/кг	2,37	2,41	2,53	2,49
Концентрация цинка, мг/кг	5,12	5,23	4,85	4,56
Наименование показателей	Юг	Север	Восток	Запад
	Проба №315-П	Проба №316-П	Проба №317-П	Проба №318-П
Концентрация нефтепродуктов, мг/г	0,19	0,24	0,21	0,20
Концентрация свинца, мг/кг	16,72	15,83	15,94	16,53
Концентрация кадмия, мг/кг	0,50	0,42	0,58	0,55
Концентрация меди, мг/кг	2,88	2,81	2,73	2,94
Концентрация цинка, мг/кг	5,64	5,49	6,25	6,17

2.6 Растительный покров

На территории месторождений преобладают пустынные растительные сообщества с включением полукустарничков и кустарничков. Они занимают основные площади растительного покрова и объединяют сообщества полыни, многолетней солянки и ксерофитных кустарников (саксаул). На территории преобладают следующие жизненные формы: псаммофильные кустарники, ксерофильные и галофитные полукустарники (полыни и солянки), коротковегетирующие многолетние и однолетние травы (эфемеры и эфемероиды), реже – длительно вегетирующие многолетники. Наземные объекты месторождений размещаются на территории, которая характеризуется достаточно разнообразным растительным покровом.

Ландшафтными растениями месторождения Нуралы, участвующими в сложении наиболее широко распространенных сообществ являются полынь белоземельная (*Artemisia terrae-albae*), ежовник солончаковый (бикюргун) (*Anabasis salsa*), боялыч (*Salsola arbusculaformis*), – представители северотуранской флоры, полынь туранская (*Artemisia turanica*) – фрагмент южнотуранской флоры, саксаул черный (*Haloxylon aphyllum*) – представитель реликтовой саванновой

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 33

средиземноморской флоры, жузгун безлистый, песчаная акация, саксаул персидский (белый) – элементы песчаной саванны.

Для бугристо-грядовых песков характерны кустарниково-полынно-ранговые и полынно-эфемеровые сообщества по склонам и вершинам бугров с преобладанием саксаула белого, черного, жузгунов. По вершинам песчаных бугров часто господствуют ассоциации хвойника шишконосного, эфедры (*Ephedra lomatolepis*) и аристиды перистой (*Aristida pennata*). По склонам некоторых участков характерны еркеково-белоземельнополынно-ранговые сообщества.

2.7 Животный мир

Освоение месторождения Нуралы в условиях пустынной зоны оказывает влияние на состояние фауны. Особенно актуальна проблема сохранения редких и находящихся под угрозой исчезновения животных. В описываемом районе встречается 23 вида птиц и 2 вида млекопитающих, занесенных в Красную книгу Республики Казахстан. Среди них такой эндемичный вид республики как кожанок Бобринского. Здесь же сосредоточена основная гнездовая популяция белобрюхого рябка, также занесенного в Красную книгу.

Преимущественно плотных субстратов придерживаются такырная круглоголовка, серый геккон, разноцветная ящурка. Иногда встречаются песчаные виды - сцинковый геккон, линейчатая ящурка и песчаный удавчик. Характерны среднеазиатская черепаха, степная агама, пестрая и сетчатая круглоголовки, пустынный гологлаз, стрела-змея, песчаный и восточный удавчики.

В глинистой полынно-боялычевой пустыне с участками такыров и глинистых обнажений наиболее многочисленны серый и малый жаворонки. Обычны: каменка-плясунья, пустынная каменка, двупятнистый и рогатый жаворонки, желчная овсянка, чернобрюхий и белобрюхий рябки, саджа, черный стриж и полевой конек. Гораздо разнообразнее население птиц на разливах у артезианских скважин и на прилегающих к ним участках пустыни. Вторая по количеству видов группа млекопитающих – хищные. В исследуемом районе встречается 7 видов, из них 5 видов могут использоваться как объекты охотничьего промысла (волк, корсак, лисица, ласка и степной хорек). В периоды развития эфемерной растительности в пустынях особенно много встречается насекомых. Среди них преобладают двукрылые, перепончатокрылые, прямокрылые, паукообразные (фаланги, скорпионы, тарантулы, каракурты) и др.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	Р-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

3. СОЦИАЛЬНО - ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1 Социально-экономические условия района

Обязательным при разработке ОВОС является рассмотрение социально-демографических показателей, санитарно-гигиенических условий проживания населения в регионе проведения работ.

Месторождение Нуралы находится в Теренузекском районе Кызылординской области Республики Казахстан. В данном разделе рассматриваются социально-экономические факторы указанного района и области в целом на основе данных Агентства РК по статистике и Кызылординского областного управления статистики.

Кызылординская область расположена на юге Республики Казахстан вдоль нижнего течения р. Сырдарьи, занимает значительную часть Туранской низменности с равнинным рельефом. На западе в ее состав входит северная и восточная часть Аральского моря, на юге – северная часть пустыни Кызылкум, на севере – Приаральские Каракумы, Арыскумы и пустынные плато окраины Центрального Казахстана. Область расположена в обширной Туранской низменности с равнинным рельефом, большая часть которой представляет собой древнедельтовую равнину рек Сырдарьи, Сарысу и Шу. На крайнем юго-востоке, на правом берегу Сырдарьи в пределах области на небольшом пространстве заходит оконечность хребта Каратау, представляющего собой одну из западных отрогов Тянь-Шаня.

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

Численность населения области на 1 ноября 2022 года по текущим данным составила 831,7 тыс. человек, из них 34,6 тыс. человек приходится на казахстанских граждан г.Байконыр. По сравнению с соответствующим периодом 2021 года она увеличилась на 5,8 тыс. человек или на 0,7%.

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

Таблица 3.1- Естественное движение населения по Кызылординской области

	Человек		На 1000 человек	
	январь-октябрь 2021г.	январь- октябрь 2022г.	январь- октябрь 2021г.	январь- октябрь 2022г.
Родившиеся	19 963	17 169	29,18	24,89
Умершие	4 767	3 787	6,97	5,49
Браки	4 937	4 356	7,22	6,31
Разводы	358	315	0,52	0,46

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	Р-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

Уровень заболеваемости отдельными инфекционными заболеваниями в январе-ноябре 2022 года

Наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получили острые инфекции верхних дыхательных путей – 26746 (в соответствующем периоде 2022 года- 27349) случаев на 100 тыс. населения, коронавирусная инфекция (COVID-19) – 6403 (15913) случаев, острые кишечные инфекции – 1764 (824) и туберкулез органов дыхания – 392 (327) случаев.

Промышленность

В январе-ноябре 2022г. промышленной продукции произведено на 941585 млн. тенге, в том числе в горнодобывающей и обрабатывающей отраслях – соответственно на 673070 и 216738 млн. тенге, снабжение электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом на 42470 млн. тенге, в водоснабжение; сбор, обработка и удаление отходов, деятельность по ликвидации загрязнений – на 9308 млн. тенге.

Таблица 3.2 - Процентные показатели по отраслям

Наименование	Январь-ноябрь 2022г. млн. тенге	Январь-ноябрь 2022г. в % к январю- ноябрю 2021г.
Обрабатывающая промышленность	216 738	108,5
Производство продуктов питания	67 047	108,3
Легкая промышленность	901	149,5
Производство кокса и продуктов нефтепереработки	7 156	97,5
Производство продуктов химической промышленности	13 957	101,5
Производство резиновых и пластмассовых изделий	4 741	121,2
Производство прочей не металлической минеральной продукции	40 950	106,7
Производство основных благородных и цветных металлов	61 694	115,6
Производство мебели	310	87,4

Продукцией промышленного предприятия в стоимостном выражении считается стоимость продукции, предназначенной для реализации товаров, предназначенных для дальнейшей переработки, работ промышленного характера.

Таблица 3.3 - Производство по отраслям обрабатывающей промышленности по Кызылординской области

	Январь-ноябрь 2022г.	Январь-ноябрь 2021г.
Добыча сырой нефти и природного газа		
Нефть, тыс. тонн	3 684,1	3 987,1
Газ природный, млн. куб. м	536,1	667,6
Добыча прочих полезных ископаемых		
Гравий и песок, тыс. куб. м	1 602,4	1 625,0
Соль и хлорид натрия чистый, вода морская, тонн	1 082 317	726 944
Производство продуктов питания		
Мясо, тонн	1 710	1 789
Рыба, тонн	4 862	5 153

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	Р-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

Продукты молочные, тонн	8 148	7 183
Рис обрушенный, тонн	195 352	185 294
Хлеб, тонн	12 781	15 018
Производство строительной продукции		
Трубы, трубки из пластмасс, кг	10 658 304	7 735 882
Цемент, тыс. тонн	1 075,1	1 025,1
Конструкции строительные сборные из бетона, тонн	148 717	148 197
Бетон товарный, тонн	103 696	125 384
Снабжение электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом		
Электроэнергия, тыс. кВт. ч	1 544 987,3	1 613 954,9
Пар и горячая вода (тепловая энергия), тыс. Гкал	510,7	585,7
Водоснабжение; сбор, обработка и удаление отходов, деятельность по ликвидации загрязнений		
Вода природная, тыс. куб. м	33 092,5	31 817,6



Рисунок 6– индекс физического объема промышленной продукции

Сельское хозяйство

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

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

Валовый выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-ноябре 2022г. составил 171377 млн. тенге, в том числе растениеводства – 109419 млн. тенге, животноводства – 58405,3 млн. тенге.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	Р-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

Таблица 3.4 - Сельское хозяйство

	Единица измерения	Январь-ноябрь 2022г.	В процентах к соответствующему у периоду 2021г.
Численность основных видов сельскохозяйственных животных и птицы*			
Крупный рогатый скот	тыс. голов	402,9	107,9
Овцы	тыс. голов	668,0	106,6
Козы	тыс. голов	147,7	95,7
Свиньи	тыс. голов	0,7	68,5
Лошади	тыс. голов	200,0	116,5
Верблюды	тыс. голов	60,8	107,0
Птица	тыс. голов	121,6	101,7
Производство основных видов продукции животноводства			
Забито в хозяйстве и реализовано на убой всех видов скота и птицы в живой массе	тыс. тонн	35,3	102,1
Надоеено молока коровьего	тыс. тонн	84,4	101,4
Получено яиц куриных	млн. штук	7,4	102,2
Продуктивность скота и птицы			
Средний удой молока на 1 корову	кг.	1 193	99,5
Средняя яйценоскость на 1 курицу-несушку	штук	175	97,0
Наличие основных зерновых культур, всего*	тыс. тонн		
из них:			
пшеница	тыс. тонн	1,6	в 2,2 раза
ячмень	тыс. тонн	0,03	92,8
рис	тыс. тонн	213,8	68,7

*На 1 декабря 2022г., предварительные данные.

Строительство

Объем строительных работ – это стоимость выполненных строительными организациями работ по возведению, реконструкции, расширению, капитальному и текущему ремонту зданий, сооружений, работы по монтажу оборудования.

В январе-ноябре 2022г. объем строительных работ (услуг) составил 106443 млн. тенге.

Наибольший объем строительных работ выполнен на строительстве передаточных устройств (27446 млн. тенге), дорог и автомагистралей (21107 млн. тенге), жилых зданий (14395 млн. тенге).

В январе-ноябре 2022 года на строительство жилья было направлено 74059 млн. тенге. В общем объеме инвестиций в основной капитал, доля освоенных средств в жилищное строительство составила 21,1%.

Основным источником финансирования жилищного строительства являются собственные средства застройщиков.

Общая площадь введенных в эксплуатацию жилых домов составила 604022 кв.м, индекс физического объема введенного жилья к соответствующему периоду прошлого года составил 106,4%.

Средние фактические затраты на строительство 1 кв. метра общей площади жилых домов, включая жилые дома построенные населением составили 95,4 тыс. тенге.

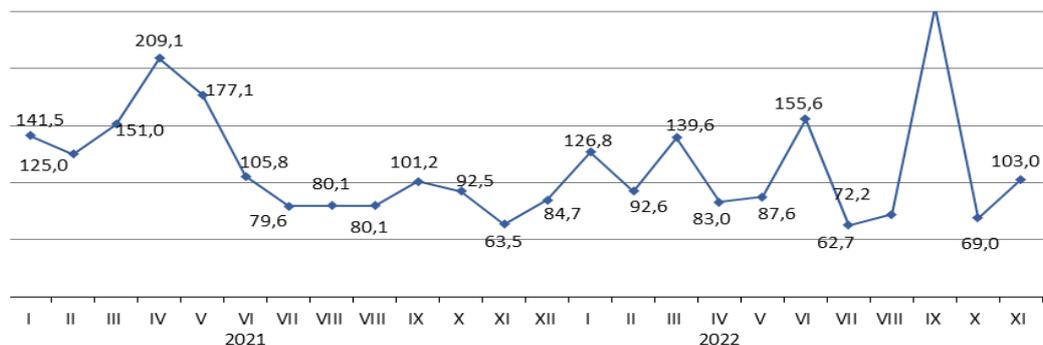


Рисунок 7 – Объем выполненных строительных работ

Социально-экономические факторы

Ведение работ на этой территории способствует:

- поступлению налогов в местный и республиканский бюджет.
- созданию дополнительных рабочих мест.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 39

4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ШТАТНОМ РЕЖИМЕ

4.1 Инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу

Данный отчет представляет собой Проект Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Нуралы» расположенный в Кызылординской области Республики Казахстан.

При разработке проекта были соблюдены основные принципы проведения отчета о возможных воздействиях, а именно:

- учет экологической ситуации на территории, оказывающейся в зоне влияния хозяйственной деятельности;
- информативность при поведении предварительного оценки воздействия на окружающую среду;
- понимание целостного характера проводимых процедур, выполнение их с учетом взаимосвязи, возникающих экологических последствий, с социальными, экологическими и экономическим и факторами.

Обоснование исходных принятых для расчета количественных характеристик выбросов

Данные, заложенные в расчетах, получены на основании расчетов по утвержденным методикам, представленным:

- РНД 211.2.02.04-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005г.;
- РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов) Астана, 2005г.;
- РНД 211.2.02.09-2004. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров. Астана, 2005 г.;
- РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников выбросов нефтегазового оборудования;
- Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996г.;

Предварительная инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу

В рамках проекта «Дополнение к проекту разработки месторождения Нуралы» для регулирования и оптимизации разработки месторождения в проекте произведены расчеты технологических показателей разработки в 2-х вариантах.

В качестве рекомендуемого варианта предлагается к реализации 2 вариант разработки, в процессе реализации которого достигается максимальное извлечение запасов нефти.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 40

1 вариант (базовый) предусматривает продолжение разработки месторождения существующим фондом скважин. Выбытие из нагнетательного фонда нагнетательных скважины №65 на I объекте, возобновление разработки VII объекта, путем перевода скважины №410 с нижележащего объекта в 2026г, возобновление разработки VIII объекта, вводом из наблюдательного фонда скважины №401 в 2026г. Проектный фонд добывающих и нагнетательных скважин по месторождению – 42 и 14 ед.

2 вариант (рекомендуемый) включает все мероприятия 1 варианта. Дополнительно предусмотрены мероприятия по ИДН в 14 скважинах на I и VI объектах в скважинах №№ 49, 51, 53, 68, 70, 71, 91, 93, 101, 103, 107, 125, 231, 31Д в 2025г, на III объекте в 2023г предусмотрен перевод с ГРП скважины №37 (V об.), в 2025г ввод из наблюдательного фонда двух скважин №№226, 414, в 2027г перевод с ГРП скважины №36 (VI об.), в 2028г перевод с ГРП скважины №200 (VI об.), в 2029г перевод с ГРП скважины №41 (VI об.), в 2030г перевод с ГРП двух скважин №№33, 38 (V об.). На VI объект в 2029г предусмотрен перевод скважин №№43, 78 (III об.); в 2029г перевод скважины №81 (из нагн. фонда III об.). В 2030г планируется ввод в разработку Возвратного объекта переводом в скважине №39 (VI об.). Проектный фонд добывающих и нагнетательных скважин по месторождению – 42 и 14 ед.

Стационарные источники загрязнения

Далее рассматриваются стационарные источники воздействия на атмосферный воздух и сводные таблицы при реализации проекта по всем вариантам разработки.

Предварительные источники выбросов вредных веществ при реализации «Дополнение к проекту разработки месторождения Нуралы» по первому варианту разработки

Согласно первому варианту разработки месторождения Нуралы планируется строительство оценочных скважин №415, 416 с проектной глубиной 2350м.

Перед строительством новых скважин будет проводиться планировочные работы, т.е. строительно-монтажные работы. Источниками воздействия на атмосферный воздух **при СМР являются:**

Неорганизованные источники:

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

По месторождению при строительно-монтажных работах выявлено: 4 неорганизованных стационарных источников загрязнения.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 41

Источниками воздействия на атмосферный воздух *при строительстве оценочных скважин* являются:

Организованные источники:

- Источник №0001, буровая установка ZJ-30;
- Источник №0002, цементировочный агрегат;
- Источник №0003, дизельная электростанция вахтового поселка;

Неорганизованные источники:

- Источник №6005, емкость для топлива;
- Источник №6006, сварочный пост;

По месторождению при бурении новых скважин выявлено: 5 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 3, неорганизованных – 2.

Источниками воздействия на атмосферный воздух *при освоении скважин* являются:

Организованные источники:

- Источник №0004, буровая установка ZJ-30;

Неорганизованные источники:

- Источник №6007, оценочные скважины;
- Источник №6008, насос для перекачки нефти.

По месторождению при освоении выявлено: 3 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 1, неорганизованных -2.

Технологический процесс при эксплуатации месторождения Нуралы по всем вариантам разработки происходит одинаково.

Согласно технологической схеме по первому варианту источниками воздействия на атмосферный воздух *при эксплуатации месторождения* являются:

Организованные источники:

- Источник №0001-0002 печь ПП-0,63 – 2 ед.;
- Источник №0003-0004 печь ПНК-1,9 – 2 ед.;
- Источник №0005 водогрейная установка ВГУ-100А;
- Источник №0006 факельная установка;
- Источник №0007-0009 резервуары для нефти – 3 ед.;

Неорганизованные источники:

- Источник №6001 манифольд;
- Источник №6002-6005 замерная установка – 4 ед.;
- Источник №6006 АГЗУ;
- Источник №6007-6009 мультифазный насос – 3 ед.;
- Источник №6010-6011 компрессорная установка – 2 ед.;
- Источник №6012 нефтегазосепаратор;
- Источник №6013 газосепаратор;
- Источник №6014-6016 насосная установка – 3 ед.;
- Источник №6017-6019 дренажная емкость – 3 ед.;
- Источник №6020-6058 добывающие скважины.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 42

В целом по месторождению Нуралы при эксплуатации максимально выявлено: 67 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 9, неорганизованных - 58.

Предварительные источники выбросов вредных веществ при реализации «Дополнение к проекту разработки месторождения Нуралы» по второму рекомендуемому варианту разработки

Согласно второму варианту разработки месторождения Нуралы планируется строительство оценочных скважин №415, 416 с проектной глубиной 2350м.

Перед строительством новых скважин будет проводиться планировочные работы, т.е. строительно-монтажные работы. Источниками воздействия на атмосферный воздух **при СМР** являются:

Неорганизованные источники:

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

По месторождению при строительно-монтажных работах выявлено: 4 неорганизованных стационарных источников загрязнения.

Источниками воздействия на атмосферный воздух **при строительстве оценочных скважин** являются:

Организованные источники:

- Источник №0001, буровая установка ZJ-30;
- Источник №0002, цементировочный агрегат;
- Источник №0003, дизельная электростанция вахтового поселка;

Неорганизованные источники:

- Источник №6005, емкость для топлива;
- Источник №6006, сварочный пост;

По месторождению при бурении новых скважин выявлено: 5 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 3, неорганизованных – 2.

Источниками воздействия на атмосферный воздух **при освоении скважин** являются:

Организованные источники:

- Источник №0004, буровая установка ZJ-30;

Неорганизованные источники:

- Источник №6007, оценочные скважины;
- Источник №6008, насос для перекачки нефти.

По месторождению при освоении выявлено: 3 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 1, неорганизованных -2.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 43

Технологический процесс при эксплуатации месторождения Нуралы по всем вариантам разработки происходит одинаково.

Согласно технологической схеме по второму рекомендуемому варианту источниками воздействия на атмосферный воздух *при эксплуатации месторождения* являются:

Организованные источники:

- Источник №0001-0002 печь ПП-0,63 – 2 ед.;
- Источник №0003-0004 печь ПНК-1,9 – 2 ед.;
- Источник №0005 водогрейная установка ВГУ-100А;
- Источник №0006 факельная установка;
- Источник №0007-0009 резервуары для нефти – 3 ед.;

Неорганизованные источники:

- Источник №6001 манифольд;
- Источник №6002-6005 замерная установка – 4 ед.;
- Источник №6006 АГЗУ;
- Источник №6007-6009 мультифазный насос – 3 ед.;
- Источник №6010-6011 компрессорная установка – 2 ед.;
- Источник №6012 нефтегазосепаратор;
- Источник №6013 газосепаратор;
- Источник №6014-6016 насосная установка – 3 ед.;
- Источник №6017-6019 дренажная емкость – 3 ед.;
- Источник №6020-6059 добывающие скважины.

В целом по месторождению Нуралы при эксплуатации максимально выявлено: 68 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 9, неорганизованных - 59.

Загрязняющими ингредиентами при бурении скважин могут быть следующие компоненты: углеводороды, сероводород, окись углерода, сажа, окислы азота, формальдегид, метан, сварочный аэрозоль, пыль неорганическая и другие компоненты.

Загрязненность атмосферного воздуха химическими веществами может влиять на состояние здоровья населения, на животный и растительный мир прилегающей территории. Воздействие на атмосферный воздух намечаемой деятельности оценивается с позиции соответствия законодательным и нормативным требованиям, предъявляемым к качеству воздуха.

Этапы бурения скважин будут сопровождаться выбросами вредных веществ в атмосферу. В период строительства новых скважин будет происходить загрязнение приземного слоя атмосферного воздуха от:

- токсичных выбросов двигателей внутреннего сгорания строительных машин, механизмов и автомобилей (передвижных источников);
- пыли, поднятой в воздух при строительных работах и движении автотранспорта;
- за счёт выбросов от проведения сварочных работ;
- бурения скважин.



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 44

Наличие и тип техники, организация работ приняты ориентировочно, с использованием аналогов. Конкретный объем, и организация работ будут определены в дальнейших этапах разработки месторождения.

4.1.1 Стационарные источники загрязнения

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

Количественный и качественный состав выбросов вредных веществ в атмосферу от стационарных источников приведен ниже.

ВЫБРОСЫ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ПЕРВОМУ ВАРИАНТУ РАЗРАБОТКИ

Таблица 4.1 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 2 оценочных скважин проектной глубиной 2350м (1 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год 1 скв.	Выброс вещества, т/год 2 скв.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,01092	0,00157	0,00314
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00115	0,00017	0,00034
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	4,417	9,724	19,448
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	5,742	12,6394	25,2788
0328	Углерод		0,15	0,05		3	0,73597	1,62085	3,2417
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	1,4719004	3,2409003	6,481801
0333	Сероводород		0,008			2	0,000018	0,000005	0,00001
0337	Углерод оксид		5	3		4	3,6798	8,1053	16,2106
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,17664	0,38896	0,77792
1325	Формальдегид		0,05	0,01		2	0,17664	0,38896	0,77792
2754	Алканы C12-19		1			4	1,7871225	3,9016442	7,803288
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70		0,15	0,05		3	0,458761	0,06607	0,13214
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00028	0,00004	0,00008
	ВСЕГО:						18,658202	40,07787	80,15574

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	Р-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

Таблица 4.2 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2023г (1 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	4	5	6	7	8	9
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	0,4951092	14,96084
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	0,06146	1,83152
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05		3	0,0780061	2,46
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	0,0004807	0,036651
0337	Углерод оксид	5	3		4	1,4519609	44,6288
0410	Метан (727*)			50		0,1753015	5,2592
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			50		0,06854	3,158748
В С Е Г О :						2,3308584	72,335759

Таблица 4.3 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2024г (1 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	4	5	6	7	8	9
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	0,4951092	14,96084
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	0,06146	1,83152
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05		3	0,0780061	2,46
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	0,0004807	0,036651
0337	Углерод оксид	5	3		4	1,4519609	44,6288
0410	Метан (727*)			50		0,1753015	5,2592
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			50		0,06854	3,158748
В С Е Г О :						1,7772453	55,226939

Таблица 4.4 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2025г (1 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	4	5	6	7	8	9
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	0,3149771	9,532113
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	0,03732	1,11094
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05		3	0,0569788	1,798752



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 46

0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	0,0004767	0,028944
0337	Углерод оксид	5	3		4	1,0658384	32,77272
0410	Метан (727*)			50		0,1269595	3,810588
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,06853	2,908739
В С Е Г О :						1,6710805	51,962796

**ВЫБРОСЫ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО
ВТОРОМУ РЕКОМЕНДУЕМОМУ ВАРИАНТУ РАЗРАБОТКИ**

Таблица 4.5– Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 2 оценочных скважин проектной глубиной 2350м (2 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год 1 скв.	Выброс вещества, т/год 2 скв.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,01092	0,00157	0,00314
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00115	0,00017	0,00034
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	4,417	9,724	19,448
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	5,742	12,6394	25,2788
0328	Углерод		0,15	0,05		3	0,73597	1,62085	3,2417
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	1,4719004	3,2409003	6,481801
0333	Сероводород		0,008			2	0,000018	0,000005	0,00001
0337	Углерод оксид		5	3		4	3,6798	8,1053	16,2106
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,17664	0,38896	0,77792
1325	Формальдегид		0,05	0,01		2	0,17664	0,38896	0,77792
2754	Алканы C12-19		1			4	1,7871225	3,9016442	7,803288
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70		0,15	0,05		3	0,458761	0,06607	0,13214
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00028	0,00004	0,00008
В С Е Г О :							18,658202	40,07787	80,15574

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	Р-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

Таблица 4.6 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2023г (2 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	4	5	6	7	8	9
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	0,4951092	14,96084
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	0,06146	1,83152
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05		3	0,0780061	2,46
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	0,0004807	0,036651
0337	Углерод оксид	5	3		4	1,4519609	44,6288
0410	Метан (727*)			50		0,1753015	5,2592
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			50		0,06854	3,158748
В С Е Г О :						2,3308584	72,335759

Таблица 4.7 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2024г (2 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	4	5	6	7	8	9
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	0,4951092	14,96084
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	0,06146	1,83152
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05		3	0,0780061	2,46
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	0,0004807	0,036651
0337	Углерод оксид	5	3		4	1,4519609	44,6288
0410	Метан (727*)			50		0,1753015	5,2592
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			50		0,06854	3,158748
В С Е Г О :						1,7772453	55,226939

Таблица 4.8 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2025г (2 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	4	5	6	7	8	9
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	0,3149771	9,532113
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	0,03732	1,11094
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05		3	0,0569788	1,798752

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	Р-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	0,0004767	0,028944
0337	Углерод оксид	5	3		4	1,0658384	32,77272
0410	Метан (727*)			50		0,1269595	3,810588
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,06853	2,908739
В С Е Г О :						1,6710805	51,962796

Качественная и количественная оценка выбросов в атмосферу загрязняющих веществ

По предварительным расчетным данным ОВОС на месторождении Нуралы стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается:

по I варианту разработки:

- при бурении 1 оценочной скважины – **40,07787 тонн** загрязняющих веществ, соответственно 2 оценочных скважин – **80,15574 тонн** загрязняющих веществ;

- при эксплуатации месторождения за 2023 год – **72,335759 тонн**, за 2024 год – **55,226939 тонн**, за 2025 год – **51,962796 тонн** загрязняющих веществ.

по II варианту разработки (рекомендуемый):

- при бурении 1 оценочной скважины – **40,07787 тонн** загрязняющих веществ, соответственно 2 оценочных скважин – **80,15574 тонн** загрязняющих веществ;

- при эксплуатации месторождения за 2023 год – **76,880103 тонн**, за 2024 год – **62,029354 тонн**, за 2025 год – **74,996289 тонн** загрязняющих веществ.

4.2. Расчет рассеивания вредных веществ в атмосферном воздухе

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

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

Область моделирования представляет собой прямоугольник с размерами (1000x1000) м², который покрыт равномерной сеткой с шагом 200 м.

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

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 49

Расчет максимальных приземных концентрации, создаваемых выбросами от промышленной площадки выполнен:

- при нормальной загрузке технологического оборудования предприятия;
- при средней температуре самого жаркого месяца;
- с учетом фоновых концентраций загрязняющих веществ.

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере для района проведения работ представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (февраль)	-10,4
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль)	+35,2
Скорость ветра, повторяемость превышения который за год составляет 5%	8 м/с
Количество осадков за год (теплый период) мм	66,9
Количество осадков за год (холодный период) мм	79,7
Среднее число дней с пыльной бурей, дней	2,9

Приземные концентрации загрязняющих веществ в атмосфере определены при наихудших для рассеивания выбросов метеорологических условиях и максимально возможных выбросах от оборудования.

Расчеты рассеивания выполнены по всем ингредиентам и группам суммаций, присутствующим в выбросах источников загрязнения атмосферы производственных объектов без учета фоновых концентраций.

Расчеты приземных концентраций выполнены с учетом одновременной работы технологического оборудования при проведении планируемых работ на месторождении Нуралы.

В качестве критерия для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха применялись значения максимально разовых предельно допустимых концентраций веществ в атмосферном воздухе для населенных мест и ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ). Значения ПДК приняты на основании действующих санитарно-гигиенических нормативов (СанПиН) «Об утверждении гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организации» № ҚР ДСМ-70 от 02.08.2022 г.

Для оценки влияния проводимых буровых работ на состояние атмосферного воздуха математическим моделированием процессов рассеивания загрязняющих веществ определены расстояния до изолинии приземной концентрации составляющей 1,0 ПДК_{м.р.} Расстояния определялись от источников выбросов до рассматриваемых изолиний.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 50

Оценка воздействия проектируемых работ

Наиболее высокий уровень загрязнения будет наблюдаться по концентрациям оксидов азота и диоксида серы. По всем остальным ингредиентам величины приземных концентраций в районе расположения месторождения Западная Прорва значительно ниже предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами, и расстояния до изолиний 1,0 ПДК и меньше приведенных в анализе.

Карты с изолиниями концентраций по веществам в период проведения планируемых работ представлены в Приложении. Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе приведены в также в Приложении.

4.3 Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)

Согласно «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» утвержденный правительством РК от 11 января 2022 года №ҚР ДСМ-2 размер санитарно-защитной зоны для месторождения Нуралы составляет 1000м.

При обосновании границ санитарной зоны в качестве основных критериев используется недопущение превышения уровней физического воздействия вредных факторов на атмосферный воздух на внешней границе СЗЗ.

4.4. Анализ возможных вариантов осуществления намечаемой деятельности

При составлении проекта анализировались: проектный уровень добычи нефти, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические, экологические показатели. Результаты расчетов показывает что **рентабельный период работы** составляет по рекомендуемому варианту 2023-2040гг.

В проекте Отчет о возможных воздействиях к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Нуралы» рассматривается период эксплуатаций на три года с 2023г по 2025г., так как согласно пункту 7, статьи 76 срок действия заключения по результатам оценки воздействия на окружающую среду составляет три года.

С целью обоснования наиболее оптимального значения КИН и расчета прогнозных технологических показателей рассмотрены 2 варианта разработки.

Наибольший вклад в загрязнение окружающей среды при бурении месторождения вносят продукты сгорания топлива при работе буровой установки. Выбросы загрязняющих веществ в окружающую среду при бурении можно оценивать, как временные масштабные воздействия и воздействия на окружающую среду слабой интенсивности.

Выполненный прогноз загрязнения атмосферы позволяет рекомендовать реализацию второго рекомендуемого варианта. Проектируемые работы не окажут измеряемого воздействия на качество атмосферного воздуха в ближайших населенных пунктах в виду локального характера воздействия указанных

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 51

источников выбросов, так как максимальные концентрации загрязняющих веществ сосредоточены только на отведенной площадке буровой и по территории месторождения.

Поскольку территория промышленной площадки относится к рабочей зоне и расчетные уровни загрязнения ниже нормативных требований к воздуху рабочей зоны, то можно считать, что выбросы от оборудования не приводят к сверхнормативному загрязнению атмосферного воздуха окружающей среды.

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

Таким образом, с точки зрения рационального варианта, наиболее благоприятным с точки зрения охраны жизни и окружающей среды, наиболее оптимальным является рекомендуемый 2 вариант разработки.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха при аварийных ситуациях:

- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- полная герметизация всей системы сбора и транспортировки нефти;
- соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех частей системы нефтедобычи;
- установка перепускных газовых клапанов в устьевой арматуре скважин;
- автоматизация технологического процесса, предупреждающая аварийный ситуации.

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

Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях

Уровень загрязнения приземных слоев атмосферы во многом зависит от метеорологических условий.

В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями при проведении планируемых работ на месторождении Нуралы могут быть:

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

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 52

НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

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

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

При первом режиме работы предприятия снижение выбросов достигается за счет проведения следующих организационно-технических мероприятий без снижения производительности предприятия:

- запрещение работы оборудования на форсированных режимах;
- усиление контроля за точным соблюдением технологического регламента производства;
- рассредоточение во времени работы технологических агрегатов, не участвующих в едином технологическом процессе, при работе которых выбросы загрязняющих веществ в атмосферу достигают максимальных значений;
- усиление контроля за работой КИП и автоматических систем управления технологическим процессом для исключения возникновения ситуаций, сопровождающихся аварийными и залповыми выбросами;
- усиление контроля за герметичностью технологического оборудования;
- обеспечение бесперебойной работы всех очистных систем и сооружений и их отдельных элементов, при этом не допускается снижение их производительности или отключение на профилактические осмотры, ревизии и ремонты;
- проведение внеплановых проверок автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных со значительными выделениями в атмосферу загрязняющих веществ;
- интенсифицированные влажной уборки производственных помещений и территории предприятия, где это допускается правилами техники безопасности;
- обеспечение инструментального контроля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу непосредственно на источниках и на границе СЗЗ;
- использование запаса высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ;
- усиление контроля за соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 53

При втором режиме работы предприятия дополнительно к организационно-техническим мероприятиям проводятся мероприятия, влияющие на технологические процессы и сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия. К дополнительным мероприятиям относятся следующие:

- снижение нагрузки на энергетические установки на 15%;
- использование газа для работы энергетических установок;
- прекращение ремонтных работ и работ по пуску оборудования во время плановых предупредительных ремонтов;
- прекращение испытания оборудования на испытательных стендах;
- ограничение использования автотранспорта на предприятии;

Мероприятия третьего режима работы предприятия включают в себя все мероприятия, разработанные для первого и второго режимов, а также мероприятия, влияющие на технологические процессы, осуществление которых позволяет снизить выбросы вредных веществ за счет временного сокращения производительности предприятия. При объявлении работы по третьему режиму НМУ для предприятия с непрерывным технологическим процессом, к которым относится и электростанция, не представляется возможным выполнить остановку оборудования, так как это к дополнительным выбросам загрязняющих веществ и созданию аварийной ситуации. При третьем режиме НМУ возможно проведение следующих дополнительных мероприятий:

- снижение нагрузки энергетических установок на 25 %;
- прекращение движения автомобильного транспорта.

Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения

Добыча углеводородного сырья обуславливает постоянное пополнение воздушной среды новыми объемами загрязняющих веществ. Основными мероприятиями по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- разработка технологического регламента на период НМУ;
- обучение персонала реагированию на аварийные ситуации;
- соблюдение норм и правил противопожарной безопасности;
- хранить производственные отходы в строго определенных местах.

Для сведения к минимуму отрицательного действия, сопровождающее промышленное производство энергетического и химического сырья, необходимы способы борьбы за уменьшение его потерь. В технологии добычи ими будут:

- Герметизация напорной системы сбора нефти.
- Подавление наружной (изоляционное покрытие) и внутренней коррозии (подача ингибитора коррозии).

Указанные выше меры по снижению вредного воздействия нефтедобывающего объекта оказываются достаточными, по расчетным показателям загрязнения воздушного бассейна при нормальном режиме работ, так как обеспечивают санитарные требования к качеству воздуха.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	Р-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

4.5 Водоснабжение и водоотведение

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Приказа Министра национальной экономики РК №209 от 16.03.2015г. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

Для хозяйственно-бытовых и питьевых нужд на площадке месторождения Нуралы используется привозная вода. Хозяйственно-бытовые сточные воды на площадке месторождения отводятся в септики, по мере накопления вывозятся на площадку очистных сооружений вахтового поселка Нуралы. Проживание персонала осуществляется на территории вахтового поселка Нуралы. Далее представлены расчеты водопотребления и водоотведения при реализации проекта разработки месторождения Нуралы.

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

Норма расхода воды на питьевые и хозяйственные нужды для одного человека составляет – 150,0 л/сут (при бурении расход воды на 30 человек).

Расчеты потребления воды для хозяйственных нужд при реализации 2 вариантов разработки:

Таблица 4.10 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин

Потребитель	Цикл строительства	Кол-во чел	Расход воды л/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут.	м ³ /скв/цикл	м ³ /сут.	м ³ /скв/цикл
1	2	3	4	5	6	7	8
1 скважина							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	52,5	20	0,15	3	157,5	3	157,5
Итого:					157,5		157,5
2 скважин							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	105,0	20	0,15	3	315,0	3	315,0
Итого:					315,0		315,0

Таблица 4.11 - Баланс водоотведения и водопотребления при эксплуатации месторождения

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м ³	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут.	м ³ /цикл	м ³ /сут.	м ³ /цикл
2023 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	4,5	1642,5	4,5	1642,5
2024 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	4,5	1642,5	4,5	1642,5
2025 год							
Хоз-питьевые	365	30	0,15	4,5	1642,5	4,5	1642,5

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

нужды							
Итого:						4927,5	4927,5

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

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

Объем буровых сточных вод ($V_{БСВ}$) рассчитывается согласно нижеследующей формуле: **$V_{БСВ} = 2 \times V_{обр}$**

По двум вариантам разработки:

- при бурении 1 оценочной скважины составит **396,72 м³ или 428,45 тн;**
- при бурении 2 оценочных скважин составит **793,44 м³ или 856,9 т.**

Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, далее по мере накопления вывозятся согласно договору с подрядной организацией для дальнейшей переработки.

Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территории от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- на всех технологических площадках оборудование системы ливневого сброса;
- создание системы сбора, очистки и утилизации сточных вод и промстоков, включая сточные хоз-бытовые воды, технические, пластовые;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений.

Вся подтоварная вода после очистки должна быть полностью использована для закачки в пласт нагнетательных скважин.

4.6 Программа управления отходами

Физические и юридические лица, в процессе хозяйственной деятельности которых образуются отходы, обязаны предусмотреть меры безопасного обращения с ними, соблюдать экологические и санитарно-эпидемиологические требования и выполнять мероприятия по их утилизации, обезвреживанию и безопасному удалению.

Согласно ст.335 Экологического Кодекса РК операторы объектов I и (или) II категорий, а также лица, осуществляющие операции по сортировке, обработке, в том числе по обезвреживанию, восстановлению и (или) удалению отходов,

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 56

обязаны разрабатывать программу управления отходами в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Программа управления отходами для объектов I категории разрабатывается с учетом необходимости использования наилучших доступных техник в соответствии с заключениями по наилучшим доступным техникам, разрабатываемыми и утверждаемыми в соответствии с Экологическим Кодексом Республики Казахстан от 02.01.2021 года № 400-VI ЗРК.

В процессе реализации месторождения Нуралы образуются твердые и жидкие отходы. Отходы оказывают негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду.

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

Отходы образуются:

- при приготовлении бурового раствора;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при пробной эксплуатации месторождения;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- металлолом;
- коммунальные отходы;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;
- отработанные аккумуляторы.

Отходы, образующиеся от деятельности подрядных компаний, удаляются с контрактной территории месторождения Нуралы силами самих подрядных компаний, и далее передаются специализированным организациям для последующей их утилизации или переработки, в соответствии с заключенными Договорами.

Действующая система управления отходами показывает, что на месторождении Нуралы, с целью минимизации образования отходов и снижения их воздействия на окружающую среду реализуются концепция отслеживания, учета объем образующихся и передачи отходов компаниям, занимающихся их переработкой, реализацией, утилизацией и/или дальнейшим обезвреживанием, посредством проведения открытых тендеров среди специализированных сторонних организаций имеющих лицензию.

Складирование и временное накопление отходов производства и потребления производится по месту их образования на специально отведенных и оборудованных площадках – в герметичных ёмкостях и контейнерах, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды. Площадки, на которых установлены

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 57

сборные емкости и контейнеры отделены от открытого грунта бетонными перекрытиями с бордюрными ограждениями. Транспортировка отходов от мест временного накопления к местам специализированных сторонних организаций для дальнейшего обращения с отходами осуществляется специализированным грузовым автотранспортом, исключающим утрату отходов по пути следования, а также обеспечивающим удобство и безопасность при перегрузке.

Буровой шлам (БШ) (01 05 06*) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен. Удельная плотность бурового шлама в среднем равна 2,1 т/м³, при соприкосновении с отработанным буровым раствором происходит разбухивание выбуренной породы согласно РНД 03.1.0.3.01-96 и удельная плотность уменьшается на величину коэффициента разбухания породы 1,2, тогда плотность бурового шлама равна: $2,1:1,2=1,75$ т/м³.

Отработанный буровой раствор (ОБР) (01 05 06*) – один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя рН и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды.

Металлом (17 04 07) - собирается на площадке для временного складирования металлолома, по мере накопления вывозится по договору со специализированной организацией.

Коммунальные отходы (20 03 01) – упаковочная тара продуктов питания, бумага, пищевые отходы собираются в металлические контейнеры и вывозятся согласно договору со специализированной организацией.

Уровень опасности твердо-бытовых отходов – «Зеленый список ГО₀₆₀».

Согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденным приказом Министра здравоохранения РК от 25 декабря 2020г №ҚР ДСМ-331/2020 срок хранения коммунальных отходов в контейнерах при температуре 0 оС и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток..

Промасленная ветошь (20 03 01*). Образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей, станков и машин. По мере накопления отходы будут собираться в контейнеры и транспортироваться согласно договору со специализированной организацией.

Огарки сварочных электродов (12 01 13) – представляют собой остатки электродов после использования их при сварочных работах в процессе ремонта основного и вспомогательного оборудования.

Уровень опасности огарков электродов – «Зеленый список GA₀₈₀».

Отработанные аккумуляторы (16 06 05) – образуются после истечения срока годности.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	Р-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

Расчет количества образования отходов

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

Данные для расчета объемов образования отходов бурения приведены в таблице.

Объем скважины:

Расчет объема скважины производится по формуле:

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

где: **K** – коэффициент кавернозности;

R – внутренний радиус обсадной колонны;

L – глубина скважины (длина интервала), м.

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

Таблица 4.12 – Объем выбуренной породы при строительстве скважины проектной глубиной 2350 м

Интервал	k	π	R, м	R ²	L	V _{скв} = (K1*π* R ² *L), м ³	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	9
0-50	1,2	3,14	0,22225	0,04940	50	9,3060	-
50-750	1,15	3,14	0,15555	0,02420	700	61,1597	-
750-2350	1,1	3,14	0,08415	0,00708	1600	39,1337	-
				V_{скв} =	109,599		

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{\text{ш}} = V_n * 1,2;$$

$$V_{\text{ш}} = 109,599 * 1,2 = 131,52 \text{ м}^3 \text{ или } 230,16 \text{ тн}$$

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами.

Объем отработанного бурового раствора:

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

где K₁- коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

V_ц - объем циркуляционной системы БУ;

$$V_{\text{обр}} = 1,2 * 1,052 * 109,599 + 0,5 * 120 = 198,36 \text{ м}^3 \text{ или } 249,93 \text{ тн}$$

а) Коммунальные отходы

Норма образования бытовых отходов определяется с учетом удельных санитарных норм образования бытовых отходов на промышленных предприятиях – 0,3м³/год, плотность отхода – 0,25 т/м³.

Расчет образования ТБО производится по формуле:

$$M = n * q * \rho, \text{ т/год,}$$

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

где n – количество рабочих и служащих на объектах;
 q – норма накопления твердых бытовых отходов, $\text{м}^3/\text{чел}\cdot\text{год}$;
 ρ – плотность ТБО, $\text{т}/\text{м}^3$.

Таблица 4.13 - Образование коммунальных отходов при строительстве скважины

Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, $\text{м}^3/\text{год}$	Время работы, сут.	Плотность ТБО, $\text{т}/\text{м}^3$	Количество ТБО, т/пер.
					1 скв
Вахтовый поселок при строительстве	20	0,3	52,5	0,25	0,216
Итого:					0,216

б) Промасленная ветошь

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W,$$

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

M_o – поступающее количество ветоши, 0,089 т/год;

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

$$M = 0,12 * M_o$$

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

$$W = 0,15 * M_o$$

Количество промасленной ветоши в году:

$$N = 0,089 + 0,0106 + 0,013 = 0,1126 \text{ т/год}$$

в) Металлолом

Количество металлолома, образующегося в процессе ремонта транспортных средств, определяется по формуле:

$$N_n = n * \alpha * M,$$

где: N_n – количество лома черных металлов, т/год;

n – количество автотранспортных средств грузовые – 10 ед:

α – коэффициент образования лома:

- грузовой транспорт – 0,016.

M – масса металла на единицу транспорта, т:

- грузового – 4,74.

$$N_n = 10 * 0,016 * 4,74 = 0,7584 \text{ т/год}$$

г) Огарки сварочных электродов

$$N = M_{ост} * \alpha,$$

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

α – остаток электрода, 0,015.

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

д) Отработанные масла

Количество отработанного масла производится по формуле (Согласно Приложение №16 «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» №100-п от 18.04.2008г.):

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	Р-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

$$N = (N_b + N_d) * 0.25;$$

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

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

где:

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

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

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

Y_b – расход бензина за год, м³

Y_d – расход дизельного топлива за год, м³

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

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

ρ – Плотность моторного масла, 0,930 т/м³

Таблица 4.14- Предварительный расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве скважин проектной глубиной 2350м

Наименование топлива	Расход. Ум ³	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива H	Плотность масла. т/м ³	Нормативное количество израсходованного моторного масла N т/пер.	Отработанное масло
					$M_{отр.мот.}$
					т/пер.
					1 скв.
Диз. топливо	336,52	0,032	0,93	10,0148	2,5037
Бензин	7,35	0,024	0,93	0,1641	0,0410
Всего:					2,5447

Таблица 4.15 - Виды и количества образующихся отходов при строительстве оценочных скважин

Вид отхода	Классификация	Количество, т/г 1 скв.	Количество, т/г 2 скв.
Буровой шлам	Опасные отходы	230,16	460,32
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	249,93	499,86
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,1126	0,2252
Отработанные масла	Опасные отходы	2,5447	5,0894
Металлолом	Не опасные отходы	0,7584	1,5168
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,003
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	0,216	0,432
Всего:		483,723	967,446

Расчет количества образования отходов при эксплуатации

Металлолом

Металлолом транспортных средств

Количество металлолома, образующегося в процессе ремонта транспортных средств, определяется по формуле:

$$N_l = n * \alpha * M,$$

где: N_l – количество лома черных металлов, т/год;

n – количество автотранспортных средств грузовые – 2 ед;

α – коэффициент образования лома:

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	Р-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

- грузовой транспорт – 0,016.
- М – масса металла на единицу транспорта, т:
- грузового – 4,74.
- $N_{л} = 2 * 0,016 * 4,74 = 0,1517$ т/год

Коммунальные отходы

Расчет образования ТБО рассчитан согласно Приложения 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

Норма образования бытовых отходов определяется с учетом удельных санитарных норм образования бытовых отходов на пром. предприятиях – 0,3м3/год, плотность отхода – 0,25т/м3.

Расчет образования ТБО производится по формуле:

$$M = n * q * \rho \text{ т/год,}$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

q – норма накопления твердых бытовых отходов, м³/чел*год;

ρ – плотность ТБО, т/м³.

Таблица 4.16- Образование коммунальных отходов при эксплуатации

№	Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м3/год	Время работы, сут/год	Плотность ТБО, т/м3	Количество ТБО, т/год
1	Вахтовый поселок при бурении	30	0,3	365	0,25	2,25
	Итого:					2,25

Количество промасленной ветоши

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W,$$

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

M_o – поступающее количество ветоши, 0,089 т/год;

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

$$M = 0,12 * M_o$$

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

$$W = 0,15 * M_o$$

Количество промасленной ветоши в году:

$$N = 0,089 + 0,0106 + 0,013 = 0,1126 \text{ т/год}$$

Огарки сварочных электродов

$$N = M_{ост} * \alpha,$$

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

α - остаток электрода, 0,015.

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

Отработанные аккумуляторы

$$M = \sum n_i * m_i * 10^{-3} / \text{т}$$

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	Р-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

где: n_i – количество аккумуляторов для i – группы автотранспорта, 2 ед;
 m_i – средняя масса аккумулятора i – вида автотранспорта, 0,025т;
 t – срок эксплуатации аккумулятора, 2 года
 $M = 2 * 0,025 * 10^{-3} / 2 = 0,000025$ т/год

Таблица 4.17- Виды и количества образующихся отходов при эксплуатации месторождения

Вид отхода	Уровень опасности	На 1 год т/год	на 3 года т/год
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,1126	0,3378
Отработанные аккумуляторы	Не опасные отходы	0,000025	0,000075
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,0045
Металлолом	Не опасные отходы	0,1517	0,4551
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	2,25	6,75
Всего:		2,516	7,547

4.7 Воздействие отходов производства и потребления на окружающую среду

Основными принципами компании проведения работ в области обращения с отходами являются:

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

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

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

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

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

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

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

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 63

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

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

Меры по охране окружающей среды.

Проектом предусматриваются следующие мероприятия по охране окружающей среды:

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

4.8 Мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей среды промышленными отходами

При проведения работ следует проводить следующие природоохранные мероприятия:

- жидкие химреагенты хранятся в цистернах на промплощадке ГСМ;
- буровая установка монтируется с учетом розы ветров, рельефа местности, для обеспечения течения жидкостей самотеком в технологические емкости;
- отработанные масла собираются в металлические емкости и вывозятся на промышленную базу для дальнейшей регенерации;

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 64

4.9 Рекультивация земель

Согласно Земельному кодексу Республики Казахстан от 20 июня 2003 года № 442-II (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.) статья 140, глава, Глава 17 «Охрана земель», собственники земельных участков и землепользователь обязаны проводить мероприятия, направленные на:

- рекультивацию нарушенных земель, восстановлению их плодородия и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот;
- снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земли.

После окончания работ и при сдаче территорию в государство оператор должен вести работы по восстановлению земельного участка в соответствии с проектными решениями. Рекультивация земель включает в себя два этапа: технический и биологический.

При проведении технического этапа рекультивации земель должны быть выполнены следующие работы:

- демонтировать производственные сооружения;
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят(с планировкой территории);
- очистить участок от металлолома и др. материалов.

Провести рекультивацию земель на площадях, которые были заняты временными дорогами, или передать их постоянному землепользователю на согласованных с ним условиях.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа. Биологический этап рекультивации включает:

- подбор участков нарушенных земель, удобных по рельефу, размерам и форме, поверхностный слой, который сложен породами, пригодными для биологической рекультивации;
- планировку участков нарушенных земель, обеспечивающую производительное использование современной техники для сельскохозяйственных работ и исключаящую развитие эрозионных процессов;
- нанесение плодородного слоя почвы на малопригодные породы при подготовке земель под пашню;
- проведение интенсивного мелиоративного воздействия с выращиванием однолетних, многолетних трав.

Рекультивационные работы при реализации данного проекта будут рассмотрены другим техническим проектом.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	Р-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

5. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Комплексная (интегральная) оценка воздействия на окружающую среду проекта разработки месторождения Нуралы выполнена на основе покомпонентной оценки воздействия основных производственных операций, планируемых на участке в процессе реализации проекта.

Комплексная оценка воздействия выполнена для условий штатного режима и условий возникновения возможных аварийных ситуаций.

Территория планируемой деятельности приурочена к чувствительной зоне антропогенных воздействий, в котором небольшие изменения в результате хозяйственной деятельности способны повлечь за собой нежелательные изменения в отдельных компонентах окружающей среды. Основными компонентами природной среды, подвергающимися воздействиям, являются воздушный бассейн, акватории воды, недра, флора и фауна района, и социальная среда. На основании анализа современной ситуации, принятых проектных решений и их прогнозируемых последствий ниже дается обобщенная схема их воздействия на отдельные среды.

Работы по освоению месторождения являются многоэтапными, затрагивающими различные компоненты окружающей среды. Воздействия на окружающую среду на этапах различных производственных операций различны, в связи с чем, представляется целесообразным рассмотреть их отдельно.

Основными компонентами природной среды, подвергающимися воздействиям, являются воздушный бассейн, недра, флора и фауна района, социальная среда. На основании анализа современной ситуации, принятых проектных решений и их прогнозируемых последствий ниже дается обобщенная схема их воздействия на отдельные среды.

Таблица 5.1 - Основные виды воздействия на окружающую среду при строительстве скважины

№ п/п	Факторы воздействия	Компоненты окружающей среды				
		Атмосфера	Геологическая среда	Фауна	Флора	Птицы
1	Физическое присутствие (шум, вибрации, свет)			✓		✓
2	Работа дизель-генераторов	✓		✓		✓
3	Проходка скважин	✓	✓	✓	✓	
4	Освоение скважин	✓	✓	✓	✓	✓
5	Отходы производства и потребления (в местах утилизации)	✓	✓			

Таким образом, анализ покомпонентного и интегрального воздействия на окружающую среду позволяет заключить, что реализация проекта при условии соблюдения проектных технологических решений не окажет значимого негативного воздействия на окружающую среду. В то же время реализация проекта окажет значительное положительное воздействие на социально-экономическую сферу, приведет к повышению уровня жизни значительной группы населения.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 66

Оценки воздействия на природную окружающую среду в штатной ситуации

В процессе разработки была проведена оценка современного состояния окружающей среды территории по результатам фондовых материалов и натурным исследованием, определены характеристики намечаемой хозяйственной деятельности, выявлены возможные потенциальные воздействия от проектируемых работ.

Согласно «Методики по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» оценивается воздействие на природную среду и социально-экономическую сферу данной намечаемой деятельности.

В связи с тем, что действие многочисленных факторов, воздействующих на природную и, тем более, социально-экономическую среду, невозможно оценить количественно, в Методике принят полуколичественный (балльный) метод оценки воздействия, позволяющий сопоставить различные по характеру виды воздействий, с дополнительным применением для оценки риска матричного метода.

Виды воздействий

В современной методологии принято выделять следующие виды воздействий, оценка которых проводится автономно, и результаты этой оценки являются основой для определения значимости воздействий:

- Прямые воздействия;
- Кумулятивные воздействия;

К прямым воздействиям относится воздействие, напрямую связанное с операцией по реализации проекта и являющееся результатом взаимодействия между рабочей операцией и принимающей средой;

Кумулятивное воздействие представляет собой воздействие, возникающее в результате постоянно возрастающих изменений, вызванных прошедшими, настоящими или обоснованно предсказуемыми действиями, сопровождающими реализацию проекта.

Оценка кумулятивных воздействий состоит из 2-х этапов:

- *идентификация (скрининг)* возможных кумулятивных воздействий;
- *оценка кумулятивного воздействия* на компоненты природной среды.

Идентификация возможных кумулятивных воздействий определяется построением простой матрицы, где показаны воздействия на различные компоненты природной среды, которые уже произошли на данной территории и воздействия, которые планируются при осуществлении проекта. Простые матрицы составляются для определения воздействия различных стадий проекта (строительства, эксплуатации и вывода из эксплуатации) на различные элементы окружающей среды. В этой же матрице необходимо определить за счет чего происходит кумулятивное воздействие - за счет возрастания площади воздействия, увеличения времени воздействия или увеличения интенсивности воздействия.

Определение значимости воздействия

$$O_{\text{integr}}^j = Q^j \times Q_i^j \times Q_{\text{ср}}^j$$



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 67

где:

- O^i - комплексный оценочный балл для рассматриваемого воздействия;
- Q_i^t - балл временного воздействия на i -й компонент природной среды;
- Q_i^s - балл пространственного воздействия на i -й компонент природной среды;
- Q_i^j - балл интенсивности воздействия на i -й компонент природной среды.

Для представления результатов оценки воздействия приняты **три** категории **значимости воздействия**:

- **воздействие низкой значимости** имеет место, когда последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность;

- **воздействие средней значимости** может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости;

- **воздействие высокой значимости** имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или, когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных/чувствительных ресурсов.

Таблица 5.2 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий при проведении операций

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
Локальное (1)	воздействия, оказывающие влияние на компоненты природной среды, ограниченные рамками территории (акватории) непосредственного размещения объекта или незначительно превышающими его по площади. Воздействия, оказывающие влияние на площади до 1 км ² . Воздействия, оказывающие влияние на элементарные природно-территориальные комплексы на суше на уровне фаций или урочищ;
Ограниченное (2)	воздействия, оказывающие влияние на компоненты природной среды на территории (акватории) площадью до 10 км ² . Воздействия, оказывающие влияние на природно-территориальные комплексы на суше на уровне групп урочищ или местности;
Местное (3)	воздействия, оказывающие влияние на компоненты природной среды на территории (акватории) до 100 км ² , оказывающие влияние на природно-территориальные комплексы на суше на уровне ландшафта;
Региональное (4)	воздействия, оказывающие влияние на компоненты природной среды в региональном масштабе на территории (акватории) более 100 км ² , оказывающие влияние на природно-территориальные комплексы на суше на уровне ландшафтных округов или провинции
Временной масштаб воздействия	
Кратковременное (1)	воздействие, наблюдаемое ограниченный период времени (например, в ходе строительства, бурения или вывода из эксплуатации), но, как



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 68
---	--	----------------

	правило, прекращающееся после завершения рабочей операции, продолжительность не превышает 6-х месяцев;
Средней (2)	воздействие, которое проявляется на протяжении 6 месяцев до 1 года;
Продолжительное (3)	воздействие, наблюдаемое продолжительный период времени (более 1 года, но менее 3 лет) и обычно охватывает период строительства запроектированного объекта;
Многолетнее (4)	воздействия, наблюдаемые от 3 лет и более (например, шум от эксплуатации), и которые могут быть периодическими или часто повторяющимися.
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
Незначительное (1)	изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости
Слабое (2)	изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости, Природная среда полностью самовосстанавливается
Умеренное (3)	изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению
Сильное (4)	изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям

Таблица 5.3 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категории воздействия, балл			Интегральная оценка, балл	Категории значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		Баллы	Значимость
<u>Локальный</u> 1	<u>Кратковременный</u> 1	<u>Незначительная</u> 1	1	1	Незначительная
<u>Ограниченный</u> 2	<u>Средний продолжительности</u> 2	<u>Слабая</u> 2	8	2-8	Низкая
<u>Местный</u> 3	<u>Продолжительный</u> 3	<u>Умеренная</u> 3	27	9-27	Средняя
<u>Региональный</u> 4	<u>Многолетний</u> 4	<u>Сильная</u> 4	64	28-64	Высокая

5.1. Предварительная оценка воздействия на качество атмосферного воздуха

Источниками воздействия на атмосферный воздух, является технологическое оборудование, установки, системы и сооружения основного и вспомогательных производств. На основе запланированных работ в проекте была проведена предварительная инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при работах.

Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения, выполнено с учетом действующих методик и паспортов действующего оборудования, расходов сырья и материалов.

Последствия воздействия на качество атмосферного воздуха будут минимальными при условии выполнения проектируемых рекомендаций по охране атмосферного воздуха.

При соблюдении всех мероприятий, указанных в проекте, воздействие на атмосферный воздух будет следующее:

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	Р-ОВОС.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

Таблица 5.4 – Расчет значимости воздействия на атмосферный воздух

Фактор воздействия	Пространственный	Временной	Интенсивность	Комплексная оценка воздействия	
				Баллы	Качественная Оценка
При эксплуатации месторождения	ограниченное (2)	Многолетнее (4)	Слабое (2)	16	Средняя

5.2. Оценка воздействия на подземные и поверхностные воды

Источниками загрязнения подземных вод при строительстве и при эксплуатации нефтяных месторождений могут: пластовые воды, извлекаемые из скважин вместе с нефтью; отработанные технические и бытовые воды, химические реагенты. Крупные очаги загрязнения могут возникнуть при аварийных ситуациях, ведущих к большим разливам нефти и пластовых вод на поверхность, при плохой изоляции нефтесодержащих пластов, при устройстве неэкранированных емкостей для отстоя и хранения нефти и пластовых вод и т.д.

Загрязняющие вещества могут поступать с инфильтрующимися атмосферными осадками на участках скопления промышленных и бытовых отходов, замазученных территорий, участков хранения нефти и пластовых вод.

Подземные воды не используются, вследствие чего вероятность истощения таких вод отсутствует. Кроме того, конструкция скважин обеспечивает изоляцию пластов подземных вод с помощью кондукторов спущенных до глубины 80-85 м.

При испытании скважины основными факторами загрязнения подземных вод являются:

- межпластовые перетоки по затрубному пространству и нарушенным обсадным колоннам;
- узлы, блоки и системы скважин (фонтанная арматура, продувочные отводы, выкидные линии);
- собственно продукты, получаемые при испытании (нефть, газ, конденсат) и пластовые воды;
- дополнительное загрязнение пластов при ГРП;
- продукты аварийных выбросов скважин (пластовые флюиды, тампонажные смеси).

Наиболее значительными может являться загрязнение подземных вод при межпластовых перетоках по затрубным пространствам.

В настоящее время общепринята точка зрения о том, что основной причиной возникновения перетоков по затрубным пространствам является снижение первоначального давления столба тампонажного раствора в результате таких процессов, как седиментация, контракция, усадка, водоотдача цементного раствора в пористые пласты с образованием непроницаемых перемычек, зависание структуры тампонажного раствора на стенках скважины и колонны.

Для предотвращения перетоков по затрубным пространствам необходимо применять седиментационно-устойчивые тампонажные растворы, тампонажные растворы с высокой изолирующей способностью. Техническими проектами на

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	Р-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

строительство скважин будут предусмотрены применение тампонажных растворов, адаптированных к условиям района проведения работ.

По мере наполнения приемников стоки будут вывозиться согласно по договору.

Таблица 5.5 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на подземные воды

Фактор воздействия	Пространственный	Временной	Интенсивность	Комплексная оценка воздействия	
				Баллы	Качественная Оценка
При эксплуатации месторождения	ограниченное (2)	Многолетнее (4)	Умеренное (3)	24	Средняя

5.3. Факторы негативного воздействия на геологическую среду

При бурении, испытании и дальнейшей эксплуатации скважин могут возникнуть следующие негативные явления:

- проседание земной поверхности;
- нарушение гидродинамического режима вод;
- разрушение нефтегазоносного пласта;
- загрязнение и истощение подземных вод;
- снижение нефтеотдачи пласта.

Возможные негативные воздействия на геологическую среду следующие:

Таблица 5.6 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на геологическую среду

Фактор воздействия	Пространственный	Временной	Интенсивность	Комплексная оценка воздействия	
				Баллы	Качественная Оценка
При эксплуатации месторождения	<u>Ограниченное</u> 2	<u>Многолетнее</u> 4	<u>Умеренное</u> 3	24	Средняя

5.4. Предварительная оценка воздействия на растительно-почвенный покров

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

Антропогенные факторы воздействия выделяются в две большие группы:

- физические;
- химические.

Воздействие физических факторов в большей степени характеризуется механическим воздействием на почвенный покров:

- при движении автотранспорта;
- при бурении и обустройстве скважин, монтаж и демонтаж технологического оборудования.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	Р-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

К химическим факторам воздействия при производстве вышеназванных работ – привнос загрязняющих веществ в почвенные экосистемы при возможных разливах нефти, пластовых вод, с буровыми сточными водами, буровыми шламами, хозяйственными стоками, бытовыми и производственными отходами, при случайных разливах ГСМ.

Интенсивное неупорядоченное движение автотранспорта может привести к разрушению поверхностной солевой корочки и активизации процесса ветрового и солевого переноса. Интенсивное развитие процессов дефляции обуславливается также высокой ветровой активностью, характерной для этой территории. Дорожно-транспортное нарушение почв связано, прежде всего, с их переуплотнением внутри месторождений.

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

- загрязнение в результате газопылевых осадений из атмосферы;
- загрязнение токсичными компонентами буровых растворов;
- загрязнение нефтью и нефтепродуктами в случаях аварийного разлива ГСМ и эксплуатации скважин.

Таблица 5.7 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на почвенно-растительный покров

Фактор воздействия	Пространственный	Временной	Интенсивность	Комплексная оценка Воздействия	
				баллы	качественная оценка
1	2	3	4	5	6
<i>почвенный покров</i>					
При эксплуатации месторождения	Ограниченное (2)	Многолетнее (4)	Слабое (2)	16	средняя
<i>растительность</i>					
При эксплуатации месторождения	Ограниченное (2)	Многолетнее (4)	Слабое (2)	16	средняя

5.5. Факторы воздействия на животный мир

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

- прямых (изъятие или вытеснение части популяций, уничтожение части мест обитания и т.д.)
- косвенных (сокращение площади мест обитания, качественное изменение среды обитания).

Учитывая, что на территории планируемых работ, большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторых видов птиц, ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижение автотранспорта в ночное время. При планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать внедорожных передвижений автотранспорта.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	Р-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

Таблица 5.8 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на животный мир

Фактор воздействия	Пространственный	Временной	Интенсивность	Комплексная оценка Воздействия	
				баллы	качественная оценка
1	2	3	4	5	6
При эксплуатации месторождения	Ограниченное (2)	Многолетнее (4)	Слабое (2)	16	средняя

5.6. Оценка воздействия на социально-экономическую сферу

Исследуемая территория административно находится в Кызылориндской области. Проводимые работы способствуют:

- Организации современной инфраструктуры;
- Поступлению налогов в местный и республиканский бюджет.

Воздействие реализации проекта на отдельные компоненты социально-экономической сферы сведены в таблицу 5.9.

Таблица 5.9 – Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу

Категории воздействия, балл			Интегральная оценка, балл	Категории значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		Баллы	Значимость (положительная)
<u>Нулевой</u> 0	<u>Нулевой</u> 0	<u>Нулевая</u> 0	0		Незначительная
<u>Точечный</u> 1	<u>Кратковременный</u> 1	<u>Незначительная</u> 1	1	от +1 до +5	Низкая
<u>Локальный</u> 2	<u>Средней продолжительный</u> 2	<u>Слабая</u> 2	6	от +6 до +10	Средняя
<u>Местный</u> 3	<u>Долговременный</u> 3	<u>Умеренная</u> 3	9	от +6 до +10	Средняя
<u>Региональный</u> 4	<u>Продолжительный</u> 4	<u>Значительная</u> 4	12	от +11 до +15	Высокая
<u>Национальный</u> 5	<u>Постоянный</u> 5	<u>Сильная</u> 5	15	от +11 до +15	Высокая

По итогам определения интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу можно сказать, что намечаемая деятельность влечет за собой дополнительную платежку на налог и открытия новых рабочих мест. Значимость – **«высокая»**.

Таблица 5.10 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на социальную сферу при строительстве скважин

Фактор воздействия	Пространственный	Временной	Интенсивность	Комплексная оценка Воздействия	
				баллы	качественная оценка
1	2	3	4	5	6
При проведении планируемых работ	<u>Региональный</u> 4	<u>Продолжительный</u> 4	<u>Значительная</u> 4	+12	Высокая

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 73

Ведение работ на этой территории способствует:

- поступлению налогов в местный и республиканский бюджет.
- созданию дополнительных рабочих мест.

5.7. Состояние здоровья населения

Воздействие на здоровье работающего персонала мало, так как предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосфере ниже нормативных требований к рабочей зоне. Из анализа технологических проектных решений установлено, что уровень производства высокий и созданы условия для значительного облегчения труда и оздоровления производственной среды на рабочих местах. Воздействие на другие близлежащие жилые массивы отсутствуют.

Характер воздействия. Воздействие носит локальный характер. По длительности воздействия – *постоянный при эксплуатации.*

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как *минимальный.*

Природоохранные мероприятия. Проектом предусмотрена организация системы управления безопасностью, охраной здоровья и окружающей среды (СУБОЗОС).

5.8. Охрана памятников истории и культуры

Территория данного региона в силу определенных физико-географических и исторических условий является местом сохранения значительного количества весьма интересных архитектурных и археологических памятников. Глубокое изучение этого удивительного наследия ведется и несомненно, что в настоящее время наука стоит у порога еще одной, во многом загадочной цивилизации, строителями которой были конные кочевники азиатских степей и пустынь. Роль этой цивилизации, несомненно, выходит за границы рассматриваемого региона, который, однако, имеет совершенно своеобразный облик сохранившихся памятников, особенно последних столетий.

Памятники истории и культуры охраняются государством. Ответственность за их содержание возлагается на местные организации, учреждения и хозяйства, в ведении или на территории, которых они находятся.

Характер воздействия. Ввиду отдаленности района проведения работы от памятников истории и культуры непосредственное воздействие отсутствует.

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как *минимальный.*

Природоохранные мероприятия. Не предусматриваются.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 74

6. АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ

Осуществление производственной программы по строительству скважин требует оценки экологического риска как функции вероятного события.

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

На этапе бурения скважин играют роль факторы производственной среды и трудового процесса, приводящие к возможным осложнениям или аварийным ситуациям. Их можно разделить на следующие категории:

- воздействие электрического тока кабельных линий силовых приводов и генератора;
- воздействие машин и технологического оборудования;
- технологический процесс бурения.

Воздействие электрического тока. Поражение тока в результате прикосновения к проводникам, находящимся под напряжением, неправильного обращения с электроинструментами, прикосновения к кабельным линиям. Вероятность возникновения несчастных случаев в этом случае низкая.

Воздействие машин и оборудования. Травмы в результате столкновения с движущимися частями и элементами оборудования и причиняемыми неисправными шкивами и лопнувшими тросами, захват одежды шестернями, сверлами.

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

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

К возможным аварийным ситуациям при проведении работ в объекте следует отнести:

- механические повреждения емкостей, трубопроводов, предназначенных для транспортировки, хранения воды питьевого и технического качества, бытовых, производственных и поверхностных дождевых и талых вод.

Механические повреждения емкостей, и трубопроводов могут возникнуть в результате износа и разрушения материала, несвоевременного проведения ремонтно-профилактических работ и халатности обслуживающего персонала.

В результате утечек воды и сточных вод из трубопроводов, проложенных под землей, происходит размыв грунта, нарушение рельефа местности, загрязнение подземных вод и образование заболоченности. При повреждении наземных емкостей, резервуаров хранения запаса воды и регулирующих емкостей сточных вод происходит растекание жидкостей по территории предприятия, что возможно приведет к нарушению технологического процесса и к другим аварийным ситуациям.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 75

6.1 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций

Наиболее опасными являются следующие возможные аварийные ситуации:

- порыв технологических трубопроводов и трубопроводов транспорта готовой продукции;
- нарушение герметичности аппаратов.

Краткая характеристика условий, при которых возможны аварийные выбросы:

- механическое повреждение подземных трубопроводов системы нефти и газосборных сетей при несанкционированных земляных работах в охранной зоне трубопроводов, что маловероятно;
- нарушение графика контроля за техническим состоянием и ППР технологических трубопроводов на проектируемых площадках.

Все остальные причины маловероятны из-за высокой степени прочности и надёжности трубопроводов, высокой степени автоматического контроля за технологическим режимом. Кроме этого, данные предполагаемые аварийные ситуации будут, безусловно, разнесены во времени и пространстве, и наложение одной аварийной ситуации на другую также маловероятно.

Для ликвидации аварии нефтепроводов высылаются ремонтная бригада со спецтехникой, экскаватор, сварочный агрегат, вакуум, самосвал.

Прибывшая на место аварии бригада определяет площадь разлитой нефти, роет приямок экскаватором для сбора в него с помощью скребков разлитой нефти с последующей откачкой ее в наливную цистерну и вывозит ее на промысел или на УПН. После сбора всей разлитой нефти, с помощью экскаватора собирают в кучу пропитанную нефтью землю, затем ее грузят на самосвал и отвозят в шламонакопитель. Место порыва нефтепровода вскрывают экскаватором, предварительно готовят трубопровод под электросварку. На место порыва ставят металлическую заплату, после чего трубу изолируют гидроизоляцией. Производят обратную засыпку траншей бульдозером.

После окончания аварийных работ открывают задвижки на нефтепроводе и восстанавливают откачку нефти в соответствии с режимом работы нефтеподачи. Во избежание аварийных ситуаций необходимо:

- соблюдать технологический регламент производственного процесса, процесса очистки сточных вод;
- вести контроль за поступлением воды на предприятие;
- следить за загрязнением подземных вод по анализам в наблюдательных скважинах;
- проводить плановый профилактический ремонт оборудования и трубопроводов;
- выполнять предписания инспектирующих организаций.

С целью снижения до минимума вероятности возникновения аварийных ситуаций и осложнений должна быть обязательно предусмотрена единая служба непрерывного оперативного контроля в которой бы скапливалась статистическая информация по всем аварийным ситуациям и обновлялся план действий ликвидации последствий аварий.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 76

В рамках организационной структуры необходимо создать подразделение, которое владело бы всей информацией о положении с потреблением и отведением сточных вод. Разобщенность отделов, занимающихся водоснабжением и водоотведением различных объектов не позволяет иметь достаточно информации для оперативного и перспективного управления водохозяйственной деятельностью, контролировать потоки сточных вод и объекты их отведения, оперативно реагировать на потенциальные угрозы окружающей среде от сетей, накопителей.

На водопотребляющих объектах необходимо установить приборы учета воды. Это позволяет контролировать рациональность использования воды отдельными объектами и технологиями, планировать водопотребление и мероприятия экономии водных ресурсов и

в целом лишает предприятие важнейшего средства управления - контроля и учета.

Для предотвращения или предупреждения аварийных ситуаций при производстве работ предлагаем следующий перечень рекомендуемых мероприятий:

- обязательное соблюдение всех нормативных правил работ по эксплуатации и бурению скважин;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге. Контроль за тем, чтобы спасательное и защитное оборудование всегда имелось в наличии, а персонал умел им пользоваться;
- установка в стволах скважин клапанов-отсекателей для предупреждения открытого фонтанирования в аварийных ситуациях;
- все операции по заправке, хранению и транспортировке горючего и смазочных материалов должны проходить под контролем ответственных лиц и строго придерживаться правил безопасности;
- своевременное устранение утечек топлива;
- использование контейнеров для сбора отработанных масел.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ» стр. 77

7. ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

В систему экологического мониторинга входят наблюдения за состоянием элементов биосферы и наблюдения за источниками и факторами антропогенного воздействия.

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

Мониторинг территории участка работ - это наблюдения за изменением состояния окружающей среды в процессе эксплуатации на месторождении Нуралы.

Блок схема проведения мониторинга представлена на рис. 8

Источниками воздействия являются:

- технологическое оборудование;
- технологические процессы проведения работ;
- отходы производства;
- площадки размещения отходов.

Мониторинг на территории месторождения включает в себя:

- мониторинг состояния промышленных площадок бурения и эксплуатации скважин;
- мониторинг состояния технологического оборудования;
- мониторинг состояния и размещения отходов;
- мониторинг состояния биосферы;
- мониторинг состояния здоровья персонала.

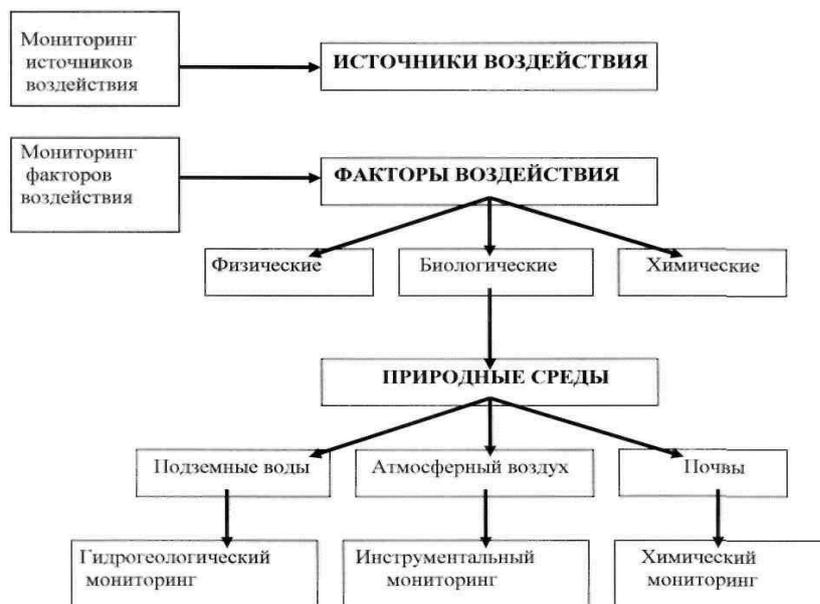


Рисунок 8 - Блок-схема проведения мониторинга лабораторией

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 78

7.1 Мониторинг состояния промышленных площадок

Состояние промышленных площадок при эксплуатации скважин несет в себе информацию о состоянии загрязненности территории.

Мониторинг состояния промышленных площадок заключается в периодическом контроле территории.

Контроль должен проводиться природопользователем, либо аккредитованными или аттестованными лабораториями, имеющими разрешение на проведение таких исследований. Кратность и номенклатура исследований согласовывается с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

7.2 Мониторинг состояния технологического оборудования

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

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

Мониторинг состояния технологического оборудования должен включать:

- визуальный постоянный осмотр оборудования (перед сменой);
- тестирование приборов.

7.3 Мониторинг состояния и размещения отходов

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

- атмосферный воздух;
- подземные воды;
- почвенный растительный покров;
- животный мир.

Мониторинг состояния и размещения отходов должен включать:

- периодический контроль состояния площадок, где будут расположены емкости для хранения отходов;
- контроль за выполнением проектных решений по процедурам обработки и утилизации (хранения) отходов.

7.4 Мониторинг состояния биосферы

При строительстве скважин, приоритетным направлением является наблюдение за поведением технологического процесса в окружающей среде и его влияние на природную среду.

Согласно проектным данным и полевым исследованиям процесс ведения работ по бурению скважин приведет к изменениям следующих экосистем:

- атмосферный воздух;
- подземные воды;



- растительно-почвенный покров;
- радиоэкологическая обстановка.

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

Экологический мониторинг почв должен предусматривать наблюдение за уровнем загрязнения почв в соответствии с существующими требованиями по почвам. Мониторинг за состоянием природных экосистем необходимо проводить ежеквартально.

7.5 Оборудование и методы проведения мониторинга

Выбор методов и средств измерений параметров при проведении экологического мониторинга на блоке определяются следующими задачами.

Оборудования для проведения мониторинга природных сред. Мониторинг природных сред включает проведение наблюдений за состоянием окружающей среды у скважин и промышленных площадок.

Список измеряемых параметров и необходимых проб при проведении мониторинга приведен в табл. 7.1.

Таблица 7.1 – Список измеряемых параметров

Параметры исследования	Используемое оборудование
Кем производится. Наим. Организации	
Дата	
Время	
Координаты (широта/долгота)	Прибор для определения координат (GPS)
Глубина залегания пласта (м)	
Метеопараметры	
Температура (°C)	Термометр
Скорость (м/с) и направление ветра (град.)	Метеостанция
Видимость (км)	Метеостанция
Осадки	Метеостанция
Воздух	
Диоксид серы (SO ₂)-пробы (мг/м ³)	Газоанализатор
Оксиды азота (NO, NO ₂)- пробы (мг/м ³)	Газоанализатор
Оксид углерода (CO)- пробы (мг/м ³)	Газоанализатор
Подземные воды	
Отбор проб воды	СТ РК ГОСТ Р 51592-2003 Вода. Общие требования к отбору проб.
Физические параметры	
Температура (°C)	Термометр
Глубина залегания пласта м	Гидрологические изыскания
Вода	
Соленость (‰)	Измеритель параметров воды
pH	В полевых условиях лакмус, в лаборатории Ph-метр
Растворенный кислород (мг/л)	Измеритель параметров воды
Мутность	Измеритель параметров воды
Содержание фенола (мг/л)	Консервация, лабораторный анализ
БПК, ХПК (мгО ₂ /л)	Консервация, лабораторный анализ
Содержание тяжелых металлов Cu, Cd, Pb, Zn), (мг/л)	Консервация, лабораторный анализ

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 80

Содержание нефтепродуктов	Консервация, лабораторный анализ
Почвенный покров и почвы	
Отбор почвенных проб	ГОСТ 17.4.4.02-84 Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа.

7.6 Контроль в области охраны окружающей среды

Контроль в области охраны окружающей среды должен осуществляться согласно действующим нормативным и директивным документам Республики Казахстан.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность возлагается на администрацию предприятия - производителя работ.

При проведении государственного контроля проверяется выполнение планов и мероприятий по охране и оздоровлению окружающей среды, воспроизводству и использованию природных ресурсов, соблюдению требований законодательства Казахстан «Об охране окружающей среды», нормативов ее качества и экологических требований.

Государственный контроль осуществляется уполномоченными государственными органами в пределах их компетенции и местными исполнительными органами. Период контроля на блоке составляет один раз в год.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 81

8. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Принимая во внимание сложность проблем сохранения и защиты окружающей среды, ее хозяйственную, научную и культурную ценность, компания ТОО «СП «Казгермунай» будет последовательно внедрять в практику своей работы экологическую политику, направленную на всемерное сохранение окружающей среды и снижение воздействия на нее в процессе проведения своих работ.

Политика охраны здоровья, труда, защиты окружающей среды и качества является важнейшей составной частью деятельности Компании и требует спланированного, систематического распознавания, исключения или сокращения возможностей любого риска. Для достижения поставленных целей Компания должна принять строгую систему качественного контроля по вопросам управления экологическими рисками так же, как и к другим важнейшим сторонам своей деятельности.

При реализации данного проекта на месторождении должен быть сделан на современные, экологически безопасные технологии, был учтен опыт проведения аналогичных работ.

При выполнении проектируемых работ Буровой подрядчик должен максимально минимизировать воздействия на окружающую среду, руководствуясь действующими нормативными документами, инструкциями и методиками.

Мероприятия по охране окружающей среды будут комплексными, обеспечивающими максимальное сохранение всех компонентов окружающей среды.

Комплекс мероприятий по уменьшению выбросов в атмосферу

Для снижения воздействия планируемых работ на атмосферный воздух проектом рекомендует предусмотреть ряд мероприятий:

- пылеподавление при использовании сыпучих материалов и цемента с эффективностью 90%;
- применение системы безопасности и мониторинга;
- применение системы контроля загазованности;
- в целях предотвращения выбросов нефти при углублении скважины производится создание противодействия столба бурового раствора в скважине, превышающем пластовое давление;
- установка на устье скважины противовыбросовое оборудование, которое перекрывает устье скважины в случае противодействия на пласт по каким-либо причинам и препятствует выбросам нефти и газа в атмосферу;
- установка газоуравнительной системы в резервуарном парке ТСБ со сбросом газа, выделяющегося при «большом» и «малом» дыхании, на общую вытяжную свечу, что позволит снизить выбросы углеводородов;
- применение дизельных установок зарубежного производства, которые имеют выбросы оксида углерода, оксидов азота, углеводородов, сажи, формальдегида и бенз/а/пирена в 2-3,5 раза меньше, чем дизель-генераторы отечественного производства;

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 82

- мероприятия по озеленению санитарно-защитной зоны производства.

Все планируемые мероприятия в сочетании с применением технологического оборудования, соответствующего мировым стандартам, хорошей организацией производственных процессов, ведение постоянного производственного контроля и систематического мониторинга за состоянием окружающей среды позволят обеспечить минимальное воздействие на атмосферный воздух в районе испытания месторождения.

Предусмотренные проектом проведения работ природоохранные мероприятия соответствуют нормативным требованиям Республики Казахстан.

Дополнительно рекомендуется:

- разработать, утвердить и согласовать с компетентными органами План по предупреждению и ликвидации аварий;
- провести штабные учения по реализации Плана ликвидации аварий;
- разработать специальную Программу управления отходами для объектов. Главное назначение Программы обеспечение сбора, хранения и удаления отходов в соответствии с требованиями охраны окружающей среды;
- буровым подрядчикам заключить контракты со специализированными предприятиями на утилизацию отходов производства и потребления;
- организовать производственный мониторинг за воздействием проектируемых работ на окружающую среду.

Кроме того, для минимизации негативных воздействий на окружающую среду планируемой хозяйственной деятельности, к принятым техническим решениям рекомендуется разработка комплекса дополнительных мероприятий в целях повышения надежности защиты от негативных последствий реализации проекта.

- Разработать эффективную систему оперативного контроля за соблюдением экологических требований при проведении работ;
- Разработать и довести до работников план действий при возникновении техногенных аварийных ситуаций;
- Предусмотреть запас необходимых реагентов, материалов и оборудования, необходимых при ликвидации чрезвычайных происшествий природного и техногенного характера;
- Поддерживать группы немедленного реагирования на возникновение чрезвычайных ситуаций в постоянной готовности;
- Разработать для сотрудников Инструкцию по соблюдению экологической безопасности при производстве проектируемых работ.

Выполнение всех требований проекта в области охраны окружающей среды, комплекса законов и экологических нормативов, предложенных рекомендаций в полной мере позволит свести неблагоприятные воздействия, связанные с реализацией проекта, к минимуму, обеспечив экологическую безопасность района.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 83

Природоохранные мероприятия по защите водных объектов

Гидрографическая сеть в районе месторождения Нуралы не развита. Местами заметны слабо выраженные русла временных водотоков, образованные во время таяния снега или выпадения ливневых дождей.

Дно понижения солончака Арыс, расположенного восточнее месторождения, весной покрыто водой, летом сохраняется грязь и территория его практически непроходима для автотранспорта.

Небольшие разливы приурочены к редким самоизливающимся артезианским скважинам.

К мероприятиям по предотвращению загрязнения подземных вод относятся:

- осуществление мер по предотвращению и ликвидации утечек сточных вод и загрязняющих веществ с поверхности земли в горизонты подземных вод;
- организация регулярных режимных наблюдений за уровнями и качеством подземных вод;
- устройство защитной гидроизоляции сооружений, являющихся потенциальными источниками загрязнения подземных вод;
- запрещение сброса сточных вод и жидких отходов производства в поглощающие горизонты, имеющие гидравлическую связь с горизонтами, используемыми для водоснабжения;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- обязательно ежеквартально должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

Природоохранные мероприятия по защите почвенного покрова

Согласно Закона Республики Казахстан «О земле» раздел IV, Глава 17, статья 140 «Охрана земель», собственники земельных участков и землепользователь обязаны проводить мероприятия, направленные на:

- рекультивацию нарушенных земель, восстановлению их плодородия и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот;
- снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земли.

Недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 84

В случае использования земельных участков для накопления промышленных отходов они должны отвечать следующим требованиям:

- 1) соответствовать санитарно-эпидемиологическим правилам и нормам проектирования, строительства и эксплуатации полигонов захоронения промышленных отходов;
- 2) иметь слабофильтрующие грунты при стоянии грунтовых вод не выше двух метров от дна емкости с уклоном на местности 1,5 процента в сторону водоема, сельскохозяйственных угодий, лесов, промышленных предприятий;
- 3) размещаться с подветренной стороны относительно населенного пункта и ниже по направлению потока подземных вод;
- 4) размещаться на местности, не затапливаемой паводковыми и ливневыми водами;
- 5) иметь инженерную противофильтрационную защиту, ограждение и озеленение по периметру, подъездные пути с твердым покрытием;
- 6) поверхностный и подземный стоки с земельного участка не должны поступать в водные объекты.

Природоохранные мероприятия по уменьшению возможного негативного воздействия на животный мир

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

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

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

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

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

Для сохранения среды обитания животных необходимо ограничить количество подъездных дорог.

Необходимо обратить особое внимание на снижение отрицательного воздействия на особо охраняемые виды животных, занесенных в Красную книгу

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 85

РК. В частности пропагандировать среди обслуживающего персонала недопустимость отлова и уничтожения пресмыкающихся. Предотвратить фактор беспокойства для птиц в гнездовой период. Проводить разъяснительную работу о предотвращении разорения легкодоступных гнезд и необходимости охраны хищных птиц.

При условии выполнения всех природоохранных мероприятий влияние от реализации проекта можно будет свести к минимуму.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 86

9. ЗАЯВЛЕНИЕ О НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Нуралы»

1. Сведения об инициаторе намечаемой деятельности:

Наименование, адрес места нахождения, бизнес-идентификационный номер, данные о первом руководителе, телефон, адрес электронной почты.

ТОО СП «Казгермунай», Республика Казахстан, Кызылординская область
Головной офис, 120018, Республика Казахстан, г. Кызылорда

пос. Тасбогет, ул. Амангельды 100, тел: +7 (7242) 262001, факс: +7 (7242) 262002

БИН -940 240 000 021

Заместитель генерального директора по геологии – главный геолог –
М.Көлдей

2. Общее описание видов намечаемой деятельности и их классификация согласно приложению 1 Кодекса.

В соответствии с п. 2.1 Раздела 2 Приложения 1 Экологического Кодекса РК работы по разведке и добычи относятся к виду намечаемой деятельности, для которой проведение процедуры скрининга воздействий намечаемой деятельности является обязательной.

Целью проекта разработки является принятие обоснованных технических и технологических решений, обеспечивающих достижение утвержденных коэффициентов извлечения нефти, рациональное комплексное использование и охрану недр, а также выполнение требований законодательства Республики Казахстан о недрах и недропользовании.

В проекте использованы все имеющиеся геолого-геофизические материалы, а также все геолого-промысловые данные по текущему состоянию разработки и гидродинамическим исследованиям скважин.

3. В случаях внесения в виды деятельности существенных изменений: описание существенных изменений в виды деятельности и (или) деятельность объектов, в отношении которых ранее была проведена оценка воздействия на окружающую среду (подпункт 3) пункта 1 статьи 65 Кодекса).

В 2021 году составлена работа «Проект разработки месторождения Нуралы» с проектом «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду», Проект была вынесена на заседание ЦКРР (Протокол №23/1 от 24.02.2022г), ПредОВОС согласован ГЭЭ ДЭ по Кызылординской области (Заключение № KZ78VCY00959659 от 27.08.2021г).

В 2023г на основе новых геолого-геофизических и геолого-промысловых данных по результатам бурения скважин №№417, 418 на горизонте М-II-4, Аф ТОО «КМГ Инжиниринг» был составлен «Прирост запасов горизонта М-II-4 месторождения Нуралы по состоянию на 02.01.2023г», утвержденный Протоколом ГКЗ РК.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 87

4. Сведения о предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, обоснование выбора места и возможностях выбора других мест.

Месторождение Нуралы выявлено в 1983 году сейсморазведочными работами Турланской ГФЭ. Скважиной первооткрывательницей является поисковая скважина 1, в которой в 1987 году ЮКНРЭ ПГО «Южказгеология» в процессе опробования из основания неокома получен фонтанный приток нефти с пластовой водой.

Месторождение Нуралы в административном отношении находится в Теренозекском районе Кызыл-Ординской области Республики Казахстан. Географически месторождение расположено в Южной части Торгайской низменности и ограничено координатами 460 02' – 46017'с.ш. и 65013' – 65024' в.д. (рис.1.1).

Расстояние до областного центра Кызыл-Орда - 140 км. К востоку в 250 км от месторождения проходит трасса нефтепровода Омск-Павлодар-Шымкент. В 40 км северо-восточнее месторождения Нуралы находится крупное разрабатываемое месторождение Кумколь. Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш и Жусалы, расположенные на расстоянии 130 и 125 км соответственно.

5. Общие предполагаемые технические характеристики намечаемой деятельности, включая мощность (производительность) объекта, его предполагаемые размеры, характеристику продукции.

С целью обоснования наиболее оптимального значения КИН и расчета прогнозных технологических показателей рассмотрены 2 варианта разработки.

1 вариант (базовый) предусматривает продолжение разработки месторождения существующем фондом скважин. Выбытие из нагнетательного фонда нагнетательных скважины №65 на I объекте, возобновление разработки VII объекта, путем перевода скважины №410 с нижележащего объекта в 2026г, возобновление разработки VIII объекта, вводом из наблюдательного фонда скважины №401 в 2026г. Проектный фонд добывающих и нагнетательных скважин по месторождению – 42 и 14 ед.

2 вариант (рекомендуемый) включает все мероприятия 1 варианта. Дополнительно предусмотрены мероприятия по ИДН в 14 скважинах на I и VI объектах в скважинах №№ 49, 51, 53, 68, 70, 71, 91, 93, 101, 103, 107, 125, 231, 31Д в 2025г, на III объекте в 2023г предусмотрен перевод с ГРП скважины №37 (V об.), в 2025г ввод из наблюдательного фонда двух скважин №№226, 414, в 2027г перевод с ГРП скважины №36 (VI об.), в 2028г перевод с ГРП скважины №200 (VI об.), в 2029г перевод с ГРП скважины №41 (VI об.), в 2030г перевод с ГРП двух скважин №№33, 38 (V об.). На VI объект в 2029г предусмотрен перевод скважин №№43, 78 (III об.); в 2029г перевод скважины №81 (из нагн. фонда III об.). В 2030г планируется ввод в разработку Возвратного объекта переводом в скважине №39 (VI об.). Проектный фонд добывающих и нагнетательных скважин по месторождению – 42 и 14 ед.

На месторождении Нуралы планируется строительство оценочных скважин №415, 416 с проектной глубиной 2350м.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 88

Перед строительством новых скважин будет проводиться планировочные работы, т.е. строительно-монтажные работы. Источниками воздействия на атмосферный воздух *при СМР* являются:

Неорганизованные источники:

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

По месторождению при строительно-монтажных работах выявлено: 4 неорганизованных стационарных источников загрязнения.

Источниками воздействия на атмосферный воздух *при строительстве оценочных скважин* являются:

Организованные источники:

- Источник №0001, буровая установка ZJ-30;
- Источник №0002, цементировочный агрегат;
- Источник №0003, дизельная электростанция вахтового поселка;

Неорганизованные источники:

- Источник №6005, емкость для топлива;
- Источник №6006, сварочный пост;

По месторождению при бурении новых скважин выявлено: 5 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 3, неорганизованных – 2.

Источниками воздействия на атмосферный воздух *при освоении скважин* являются:

Организованные источники:

- Источник №0004, буровая установка ZJ-30;

Неорганизованные источники:

- Источник №6007, оценочные скважины;
- Источник №6008, насос для перекачки нефти.

По месторождению при освоении выявлено: 3 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 1, неорганизованных -2.

Технологический процесс при эксплуатации месторождения Нуралы по всем вариантам разработки происходит одинаково.

Согласно технологической схеме по второму варианту источниками воздействия на атмосферный воздух *при эксплуатации месторождения* являются:

Организованные источники:

- Источник №0001-0002 печь ПП-0,63 – 2 ед.;
- Источник №0003-0004 печь ПНК-1,9 – 2 ед.;
- Источник №0005 водогрейная установка ВГУ-100А;
- Источник №0006 факельная установка;

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 89

- Источник №0007-0009 резервуары для нефти – 3 ед.;

Неорганизованные источники:

- Источник №6001 манифольд;
- Источник №6002-6005 замерная установка – 4 ед.;
- Источник №6006 АГЗУ;
- Источник №6007-6009 мультифазный насос – 3 ед.;
- Источник №6010-6011 компрессорная установка – 2 ед.;
- Источник №6012 нефтегазосепаратор;
- Источник №6013 газосепаратор;
- Источник №6014-6016 насосная установка – 3 ед.;
- Источник №6017-6019 дренажная емкость – 3 ед.;
- Источник №6020-6056 добывающие скважины.

В целом по месторождению Нуралы при эксплуатации максимально выявлено: 68 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 9, неорганизованных - 56.

6. Краткое описание предполагаемых технических и технологических решений для намечаемой деятельности.

Нефтегазовая эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется на дожимную насосную станцию (ДНС-Север, ДНС-Юг). ДНС оборудованы многофазными замерными установками для замера объемов добычи нефти со скважин — ОЗНА Массомер ЕЕ-1500-14.

Описание технологии подготовки скважинной продукции на УПН месторождения Нуралы

После замера дебита на ДНС Север, жидкость с помощью мультифазных насосов типа «MPC 268-D» в количестве 3-ед (1 – рабочий, 2 - резервные) трехфазную жидкость, с добавлением химического реагента деэмульгатора по коллектору Ø219 мм откачивается на установку переработки нефти месторождения Нуралы.

Газожидкостная смесь на УПН Нуралы поступает по трем коллекторам, с северной и южной части месторождения Нуралы и с месторождения Аксай, а также скважинная продукция по отдельным выкидным линиям скважин Нуралы – 69, 402 и 418 поступает на манифольд УПН.

Объединившись в один коллектор Ø325x10, газожидкостная смесь общим потоком от блока входных манифольдов Р-1,5-2,0 МПа и t-40-50°C, через приёмную гребёнку поступает на трехфазные сепараторы С-1/С-1А (один резервный) типа НГСВ-1- П-16-3000-1-И объемом 100 м³ каждый.

Выделившийся в процессе сепарации попутный нефтяной газ по газопроводу направляется в вертикальные газовые сепараторы С-2/С-2А типа ГС2-1,6-2000-1, где осуществляется его очистка от капельной жидкости.

Основной попутный газ, выделившийся из смеси, после дополнительной очистки в газовом сепараторе, поступает на компрессорную установку К-1/2 (К-3/4) для транспортировки по межпромысловому газопроводу на УПГ-1/2 месторождения Акшабулак. Выделившаяся сточная вода при процессе подготовки нефти подается в систему ППД.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 90

После первой ступени С-1/С-1А (один резервный) типа НГСВ-1- П-16-3000-1 сепарации нефтяная жидкость с 20% обводненностью направляется на площадку теплообменника подогреваемые теплообменником и печами подогрева П-2/3 (один резервный) для эффективного нагрева продукта. Подогретая до температуры 60-70°С нефть поступает далее на трехфазный сепаратор II-ступени С-3,2 типа ТФСК–Г-200/1,0, которые предназначен для более глубокого разгазирования, обезвоживания, и подготовки нефти, далее нефтяная жидкость направляется в дегазатор С-3,1.

На II-ступени сепарации в сепараторе С-3,2 происходит дальнейшее разделение жидкости на воду и нефть. Нефть после II-ступени сепарации подается на III-ступень сепарации в сепаратор С-3.1, где происходит ее окончательная дегазация при Р-0.02-0,03 МПа, выделившийся в процессе сепарации газ также через сепаратор газовый щелевой типа СЩВ-300/1.0 через факельный сепаратор С-5 сбрасывается на факел. Из газокompрессорной газ подается в газопровод «Нуралы-Акшабулак» на установку переработки газа (УПГ-1/2) на м. Акшабулак. На УПН м/р Нуралы производится дозирование химических реагентов: дезмульгатор, ингибитор коррозии, бактерицид, заменитель метанола (подача осуществляется в газопровод Нуралы-Акшабулак). Выделившаяся сточная вода при процессе подготовки нефти на второй ступени сепарации также в систему ППД.

После III-ступени сепарации подготовленная нефть бустерными насосами перекачки нефти Н-9А/В откачивается в вертикальные резервуары товарной нефти ёмкостью 3000 м³ – 2-ед, что обеспечивает 5-6 суточный запас товарной нефти на УПН. Далее подготовленная до товарного качества нефть для сдачи потребителю, по нефтепроводу «Нуралы - Акшабулак» протяженностью L-32 км при помощи магистральных насосов KSB №1 и №2 откачивается на ЦППН м/р Акшабулак.

Мощность установки подготовки нефти месторождения Нуралы

Проектная мощность установки подготовки нефти месторождения Нуралы (УПН) по нефти составляет – 600 000 т/год.

Согласно рекомендуемому варианту разработки на период 2023–2032, показатель максимальной добычи нефти будет составлять в 2030 году в объеме-103,9 тыс тн.

В настоящее время утилизация газа осуществляется по утвержденной «Программе развития переработки сырого газа на месторождениях ТОО СП «Казгермунай» на 2023 г. (Протокол №1 РГ МЭ РК от 17.03.22 г.). В рамках данной Программы, сырой газ месторождения Нуралы используется на собственные нужды (печи подогрева, водогрейная установка), а также большая его часть направляется на УПГ, для дальнейшей подготовки.

Основными источниками использования сырого газа являются:

печь подогрева ПП-0,63А – 3 единицы, расход сырого газа составляет – 100 м³/ч;

печь подогрева ПНК-1,9 – 1 единица, расход сырого газа составляет – 300 м³/ч;

водогрейная установка ВГУ-100А, расход сырого газа составляет – 180 м³/ч.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 91

Согласно рекомендуемому варианту разработки, на период 2023-2032 годы показатели добычи газа месторождения Нуралы будут снижаться. В связи с чем в дальнейшем рекомендуется сократить расход сырого газа, потребляемого оборудованием (печи подогрева) и водогрейной установки, исходя из показателей производительности по поступающей жидкости.

7. Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и утилизацию объекта).

В рамках проекта планируется начало реализации работы с 2023г. Завершение периода эксплуатации планируется в 2040 году (согласно рекомендуемому варианту).

8. Описание видов ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая строительство, эксплуатацию и утилизацию объектов (с указанием предполагаемых качественных и максимальных количественных характеристик, а также операций, для которых предполагается их использование):

1) *земельных участков, их площадей, целевого назначения, предполагаемых сроков использования;*

Проектируемый объект находится на территориях геологических отводов месторождения.

2) *водных ресурсов с указанием:*

- *предполагаемого источника водоснабжения (системы централизованного водоснабжения, водные объекты, используемые для нецентрализованного водоснабжения, привозная вода), сведений о наличии водоохраных зон и полос, при их отсутствии – вывод о необходимости их установления в соответствии с законодательством Республики Казахстан, а при наличии – об установленных для них запретах и ограничениях, касающихся намечаемой деятельности;*

- *видов водопользования (общее, специальное, обособленное), качества необходимой воды (питьевая, непитьевая);*

- *объемов потребления воды;*

- *операций, для которых планируется использование водных ресурсов;*

Гидрографическая сеть в районе месторождения Нуралы не развита. Местами заметны слабо выраженные русла временных водотоков, образованные во время таяния снега или выпадения ливневых дождей.

Дно понижения солончака Арыс, расположенного восточнее месторождения, весной покрыто водой, летом сохраняется грязь и территория его практически непроходима для автотранспорта.

Небольшие разливы приурочены к редким самоизливающимся артезианским скважинам. Такие источники воды используются чабанскими хозяйствами в качестве участков отгонного животноводства.

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Приказа Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года №26 «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	Р-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 92

водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

На месторождения Нуралы вода для питьевых нужд поставляется в пластиковых бутылках объемом 18,9 литров, вода для бытовых нужд – согласно договору со специализированной организацией.

Баланс водопотребления и водоотведения при бурении скважин

Потребитель	Цикл строительства	Кол-во чел	Расход воды л/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/скв/цикл	м³/сут.	м³/скв/цикл
1	2	3	4	5	6	7	8
1 скважина							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	52,5	20	0,15	3	157,5	3	157,5
Итого:					157,5		157,5
2 скважин							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	105,0	20	0,15	3	315,0	3	315,0
Итого:					315,0		315,0

Баланс водоотведения и водопотребления месторождения при эксплуатации

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
2023 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	4,5	1642,5	4,5	1642,5
2024 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	4,5	1642,5	4,5	1642,5
2025 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	4,5	1642,5	4,5	1642,5
Итого:					4927,5		4927,5

3) участков недр с указанием вида и сроков права недропользования, их географические координаты (если они известны);

Все запланированные работы в части недропользования будут проводиться в рамках действующего контракта на недропользование. Согласно Государственной лицензии серии МГ №2а (нефть) от 19.03.1997г. площадь горного отвода ТОО СП «Казгермунай» составляет 5,88 км², глубина горного отвода в вертикальных разрезах до кристаллического фундамента.

4) растительных ресурсов с указанием их видов, объемов, источников приобретения (в том числе мест их заготовки, если планируется их сбор в окружающей среде) и сроков использования, а также сведений о наличии или отсутствии зеленых насаждений в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, необходимости их вырубки или переноса,

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	Р-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

количестве зеленых насаждений, подлежащих вырубке или переносу, а также запланированных к посадке в порядке компенсации;

На территории планируемых работ зеленые насаждения отсутствуют.

5) видов объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных с указанием: объемов пользования животным миром; предполагаемого места пользования животным миром и вида пользования; иных источников приобретения объектов животного мира, их частей, дериватов и продуктов жизнедеятельности животных; операций, для которых планируется использование объектов животного мира; Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается.

6) иных ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности (материалов, сырья, изделий, электрической и тепловой энергии) с указанием источника приобретения, объемов и сроков использования;

Электроснабжение

риски истощения используемых природных ресурсов, обусловленные их дефицитностью, уникальностью и (или) невозобновляемостью.

Риски отсутствуют.

7) Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: наименования загрязняющих веществ, их классы опасности, предполагаемые объемы выбросов, сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей, утвержденными уполномоченным органом (далее – правила ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей).

Перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 2 оценочных скважин проектной глубиной 2350м

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год 1 скв.	Выброс вещества, т/год 2 скв.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,01092	0,00157	0,00314
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00115	0,00017	0,00034
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	4,417	9,724	19,448
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	5,742	12,6394	25,2788
0328	Углерод		0,15	0,05		3	0,73597	1,62085	3,2417
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	1,4719004	3,2409003	6,481801
0333	Сероводород		0,008			2	0,000018	0,000005	0,00001
0337	Углерод оксид		5	3		4	3,6798	8,1053	16,2106
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,17664	0,38896	0,77792
1325	Формальдегид		0,05	0,01		2	0,17664	0,38896	0,77792
2754	Алканы C12-19		1			4	1,7871225	3,9016442	7,803288
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись		0,15	0,05		3	0,458761	0,06607	0,13214



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 94

	кремния в %: более 70								
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00028	0,00004	0,00008
	ВСЕГО:						18,658202	40,07787	80,15574

Ниже приведены сводные таблицы по вариантам разработки при эксплуатации.

Перечень вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения Нуралы за 2023-2025гг по 1 варианту

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
		2023г		2024г		2025г	
1	2	3	4	5	6	7	8
0301	Азота (IV) диоксид	0,4951092	14,96084	0,4951092	14,96084	0,3149771	9,532113
0304	Азот (II) оксид	0,06146	1,83152	0,06146	1,83152	0,03732	1,11094
0328	Углерод	0,0780061	2,46	0,0780061	2,46	0,0569788	1,798752
0330	Сера диоксид	0,0004807	0,036651	0,0004807	0,036651	0,0004767	0,028944
0337	Углерод оксид	1,4519609	44,6288	1,4519609	44,6288	1,0658384	32,77272
0410	Метан (727*)	0,1753015	5,2592	0,1753015	5,2592	0,1269595	3,810588
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,06854	3,158748	0,06854	3,158748	0,06853	2,908739
	ВСЕГО:	2,3308584	72,335759	1,7772453	55,226939	1,6710805	51,962796

Перечень вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения Нуралы за 2023-2025гг по 2 варианту

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
		2023г		2024г		2025г	
1	2	3	4	5	6	7	8
0301	Азота (IV) диоксид	0,5412638	16,35022	0,3897233	11,793439	0,537894	15,275383
0304	Азот (II) оксид	0,06756	2,01407	0,04654	1,38582	0,06756	2,01407
0328	Углерод (Сажа)	0,0836225	2,63712	0,069023	2,178576	0,0813167	2,566272
0330	Сера диоксид	0,0004827	0,038353	0,0004787	0,032915	0,0004827	0,038001
0337	Углерод оксид	1,5309253	47,0796	1,2689198	39,03566	1,5078674	46,37112
0410	Метан (727*)	0,1849056	5,54778	0,1521805	4,565344	0,184344	5,530068
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,06855	3,21296	0,06854	3,0376	0,06855	3,201375
	ВСЕГО:	2,4773099	76,880103	1,9954053	62,029354	2,4480148	74,996289



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 95

8) *Описание сбросов загрязняющих веществ: наименования загрязняющих веществ, их классы опасности, предполагаемые объемы сбросов, сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей.*

Сбросы загрязняющих веществ отсутствуют.

9) *Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности: наименования отходов, их виды, предполагаемые объемы, операции, в результате которых они образуются, сведения о наличии или отсутствии возможности превышения пороговых значений, установленных для переноса отходов правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей.*

Физические и юридические лица, в процессе хозяйственной деятельности которых образуются отходы, обязаны предусмотреть меры безопасного обращения с ними, соблюдать экологические и санитарно-эпидемиологические требования и выполнять мероприятия по их утилизации, обезвреживанию и безопасному удалению.

Согласно ст.335 Экологического Кодекса РК операторы объектов I и (или) II категорий, а также лица, осуществляющие операции по сортировке, обработке, в том числе по обезвреживанию, восстановлению и (или) удалению отходов, обязаны разрабатывать программу управления отходами в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Виды и количества образующихся отходов при бурении скважин проектной глубиной 2350м

Вид отхода	Классификация	Количество, т/г
Буровой шлам	Опасные отходы	460,32
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	499,86
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,2252
Отработанные масла	Опасные отходы	5,0894
Металлолом	Не опасные отходы	1,5168
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,003
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	0,432
Всего:		967,446

Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения

Вид отхода	Уровень опасности	На 1 год т/год	на 3 года т/год
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,1126	0,3378
Отработанные аккумуляторы	Не опасные отходы	0,000025	0,000075
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,0045
Металлолом	Не опасные отходы	0,1517	0,4551
ТБО	Не опасные отходы	2,25	6,75
Всего:		2,516	7,547

Все виды отходов будут вывозиться специализированной организацией согласно договору.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 96

9. Перечень разрешений, наличие которых предположительно потребуется для осуществления намечаемой деятельности, и государственных органов, в чью компетенцию входит выдача таких разрешений.

Экологическое разрешение на воздействие (выдается уполномоченным органом в области охраны окружающей среды и его территориальными подразделениями).

10. Краткое описание текущего состояния компонентов окружающей среды на территории и (или) в акватории, на которых предполагается осуществление намечаемой деятельности, в сравнении с экологическими нормативами или целевыми показателями качества окружающей среды, а при их отсутствии – с гигиеническими нормативами; результаты фоновых исследований, если таковые имеются у инициатора; вывод о необходимости или отсутствии необходимости проведения полевых исследований (при отсутствии или недостаточности результатов фоновых исследований, наличии в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности объектов, воздействие которых на окружающую среду не изучено или изучено недостаточно, включая объекты исторических загрязнений, бывшие военные полигоны и другие объекты).

ТОО СП «Казгермунай» ведет внутренний учет, формирует и представляет периодические отчеты по результатам производственного экологического контроля в соответствии с требованиями, устанавливаемыми уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны, согласно утвержденной Программе производственного экологического контроля для ТОО СП «Казгермунай».

По результатам проведенного мониторинга атмосферного воздуха за 2022 год концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха месторождении на границе СЗЗ находились ниже уровня ПДК.

Наблюдения за динамикой изменения свойств почв осуществляют на стационарных экологических площадках (далее СЭП), на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв. Эти наблюдения позволяют выявить тенденции и динамику изменений, структуры и состава почвенного покрова под влиянием действия природных и антропогенных факторов.

Вывод: на территории проектируемого ведется многолетний экологический мониторинг окружающей среды. По результатам многолетнего мониторинга превышения гигиенических нормативов по всем компонентам окружающей среды не выявлено. Необходимость в проведении дополнительных полевых исследований отсутствует.

11. Характеристика возможных форм негативного и положительного воздействий на окружающую среду в результате осуществления намечаемой деятельности, их характер и ожидаемые масштабы с учетом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости, предварительная оценка их существенности в соответствии с приложением 4 к Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной приказом

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 97

Министра экологии, геологии и природных ресурсов от _____ № _____ (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под номером ____).

При интегральной оценке воздействия «низкая» последствия воздействия испытываются, но величина воздействия находится в пределах от допустимых стандартов до порогового значения, ниже которого воздействие является низким.

12. Характеристика возможных форм трансграничных воздействий на окружающую среду, их характер и ожидаемые масштабы с учетом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости.

Трансграничное воздействие на окружающую среду не предусматривается.

13. Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий.

Проектом предусмотрен ряд технико-технологических мероприятий, направленных на предупреждение и борьбу с водо-, газо-, нефтепроявлениями.

Для снижения воздействия производимых работ на атмосферный воздух проектом предусмотрен ряд технических и организационных мероприятий:

- усилить контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- минимизировать работу оборудования на форсированном режиме;
- рассредоточить работу технологического оборудования не задействованных в едином непрерывном технологическом процессе, при работе которого выбросы вредных веществ в атмосферу достигают максимальных значений;

Для предотвращения негативного воздействия на водные ресурсы при проведении строительных работ необходимо:

- заправку строительной техники осуществлять на специально отведенной для этой цели площадке, покрытую изоляционным материалом.
- заправку оборудования горюче-смазочными материалами производить только специальными заправочными машинами.
- иметь в наличии неснижаемый запас сорбентов для устранения разливов и утечек
- содержать территорию в надлежащем санитарном состоянии.
- содержать спецтехнику в исправном состоянии.
- выполнение предписаний, выданных уполномоченными органами в области охраны окружающей среды, направленных на снижение водопотребления и водоотведения, объемов сброса загрязняющих веществ;
- использование грунтовой воды для пылеподавления в летнее время.

14. Описание возможных альтернатив достижения целей указанной намечаемой деятельности и вариантов ее осуществления (включая использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта).

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 98

Намечаемая деятельность предполагает 2 варианта разработки месторождения Нуралы.

1 вариант (базовый) предусматривает продолжение разработки месторождения существующем фондом скважин. Выбытие из нагнетательного фонда нагнетательных скважины №65 на I объекте, возобновление разработки VII объекта, путем перевода скважины №410 с нижележащего объекта в 2026г, возобновление разработки VIII объекта, вводом из наблюдательного фонда скважины №401 в 2026г. Проектный фонд добывающих и нагнетательных скважин по месторождению – 42 и 14 ед.

2 вариант (рекомендуемый) включает все мероприятия 1 варианта. Дополнительно предусмотрены мероприятия по ИДН в 14 скважинах на I и VI объектах в скважинах №№ 49, 51, 53, 68, 70, 71, 91, 93, 101, 103, 107, 125, 231, 31Д в 2025г, на III объекте в 2023г предусмотрен перевод с ГРП скважины №37 (V об.), в 2025г ввод из наблюдательного фонда двух скважин №№226, 414, в 2027г перевод с ГРП скважины №36 (VI об.), в 2028г перевод с ГРП скважины №200 (VI об.), в 2029г перевод с ГРП скважины №41 (VI об.), в 2030г перевод с ГРП двух скважин №№33, 38 (V об.). На VI объект в 2029г предусмотрен перевод скважин №№43, 78 (III об.); в 2029г перевод скважины №81 (из нагн. фонда III об.). В 2030г планируется ввод в разработку Возвратного объекта переводом в скважине №39 (VI об.). Проектный фонд добывающих и нагнетательных скважин по месторождению – 42 и 14 ед.

В проекте Отчет о возможных воздействиях к проекту «Проект разработки месторождения Нуралы» рассматривается период эксплуатаций на три года с 2023г по 2025г., так как согласно пункту 7, статьи 76 срок действия заключения по результатам оценки воздействия на окружающую среду составляет три года.

Выполненный прогноз загрязнения атмосферы позволяет рекомендовать реализацию 2-го рекомендуемого варианта. Проектируемые работы не окажут измеряемого воздействия на качество атмосферного воздуха в ближайших населенных пунктах в виду локального характера воздействия указанных источников выбросов, так как максимальные концентрации загрязняющих веществ сосредоточены только на отведенной производственной площадке.

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

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 99

Нетехническое резюме

Основанием для составления отчета о возможных воздействиях является Договор, заключенный между ТОО СП «Казгермунай» и Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС (№02177Р от 18 марта 2020г).

Отчет о возможных воздействиях разработан в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан и иными нормативными правовыми актами Республики Казахстан.

Проектом предусмотрена разработка месторождения Нуралы с максимально возможным и экономически выгодным извлечением нефти и растворенного газа из недр земли с минимизированным вредом для окружающей среды.

Месторождение Нуралы выявлено в 1983 году сейсморазведочными работами Турланской ГФЭ. Скважиной первооткрывательницей является поисковая скважина 1, в которой в 1987 году ЮКНРЭ ПГО «Южказгеология» в процессе опробования из основания неокома получен фонтанный приток нефти с пластовой водой.

Месторождение Нуралы в административном отношении находится в Теренозекском районе Кызыл-Ординской области Республики Казахстан. Географически месторождение расположено в Южной части Торгайской низменности и ограничено координатами 46° 02' – 46° 17' с.ш. и 65° 13' – 65° 24' в.д.

Расстояние до областного центра Кызыл-Орда - 140 км. К востоку в 250 км от месторождения проходит трасса нефтепровода Омск-Павлодар-Шымкент. В 40 км северо-восточнее месторождения Нуралы находится крупное разрабатываемое месторождение Кумколь. Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш и Жусалы, расположенные на расстоянии 130 и 125 км соответственно.

В орографическом отношении район месторождения Нуралы представляет собой низменную равнину с отметками рельефа: на севере – сор -120м, на востоке – уступ- 190-150м, на западе и юге – 190-200м.

Климат района резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков (около 100-150 мм за год). Температура воздуха зимой от -12°С до -40°С, летом от +27°С до +45°С. Характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время – метели и бураны.

Водные артерии на площади работ отсутствуют. В паводковый период с марта по май происходит заполнение сухих русел рек и озер. Обеспечение технической и бытовой водой осуществляется из артезианских скважин, пробуренных Кызыл-Ординской гидрогеологической экспедицией.

В проекте рассмотрены по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай» 2 варианта разработки, которые различаются между собой порядком и количеством проводимых ГТМ и технологий по интенсификации добычи.

При реализации рекомендуемого 2 варианта разработки экономически рентабельный период разработки месторождения длится до 2037г. За период разработки проектный уровень добычи нефти в целом по месторождению в

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 100

количестве 103,9 тыс.т приходится на 2030г при темпе отбора от НИЗ 2,1%. Накопленная добыча нефти по месторождению к концу экономически рентабельного периода разработки (2037г) составит 5214,8 тыс.т, что соответствует значению КИН 0,390 доли ед. К концу рентабельного периода обводненность продукции достигает 94,2%. В 2023г планируется ликвидировать скважину №65.

С целью обоснования наиболее оптимального значения КИН и расчета прогнозных технологических показателей рассмотрены 2 варианта разработки.

1 вариант (базовый) предусматривает продолжение разработки месторождения существующим фондом скважин. Выбытие из нагнетательного фонда нагнетательных скважины №65 на I объекте, возобновление разработки VII объекта, путем перевода скважины №410 с нижележащего объекта в 2026г, возобновление разработки VIII объекта, вводом из наблюдательного фонда скважины №401 в 2026г. Проектный фонд добывающих и нагнетательных скважин по месторождению – 42 и 14 ед.

2 вариант (рекомендуемый) включает все мероприятия 1 варианта. Дополнительно предусмотрены мероприятия по ИДН в 14 скважинах на I и VI объектах в скважинах №№ 49, 51, 53, 68, 70, 71, 91, 93, 101, 103, 107, 125, 231, 31Д в 2025г, на III объекте в 2023г предусмотрен перевод с ГРП скважины №37 (V об.), в 2025г ввод из наблюдательного фонда двух скважин №№226, 414, в 2027г перевод с ГРП скважины №36 (VI об.), в 2028г перевод с ГРП скважины №200 (VI об.), в 2029г перевод с ГРП скважины №41 (VI об.), в 2030г перевод с ГРП двух скважин №№33, 38 (V об.). На VI объект в 2029г предусмотрен перевод скважин №№43, 78 (III об.); в 2029г перевод скважины №81 (из нагн. фонда III об.). В 2030г планируется ввод в разработку Возвратного объекта переводом в скважине №39 (VI об.). Проектный фонд добывающих и нагнетательных скважин по месторождению – 42 и 14 ед.

В целом, сорменное состояние окружающей среды оценивается локальным, продолжительным, где значимость показывает низкий уровень.

ТОО СП «Казгермунай» соблюдает все законодательные требования по защите охраны окружающей среды: ежеквартально проводится мониторинговые исследования согласно Программе производственного контроля по атмосферному воздуху, подземным и грунтовым водам, почвенного покрова и контролируется радиационный фон обстановка месторождения.

Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается.

Использование природных ресурсов, обусловленных их дефицитностью, уникальностью и (или) невозобновляемостью исключается. Риски отсутствуют.

Для хозяйственно-бытовых и питьевых нужд на площадке м/р Нуралы используется привозная вода. Хозяйственно-бытовые сточные воды на площадке месторождения отводятся в септики, по мере накопления вывозятся на площадку очистных сооружений вахтового поселка Нуралы.

На площадке строительства и эксплуатации организованы места временного хранения (накопления) отходов, откуда они по мере накопления вывозятся по договору на предприятия, осуществляющие переработку, использование, обезвреживание или захоронение отходов. При организации мест

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 101

временного хранения (накопления) отходов приняты меры по обеспечению экологической безопасности. Обеспечение мест временного хранения (накопления) проведено с учетом класса опасности (маркировано по типу отхода), физико-химических свойств, реакционной способности образующихся отходов, а также с учетом требований соответствующих требований.

Мероприятия по минимизации воздействия в окружающую среду

Добыча углеводородного сырья обуславливает постоянное пополнение воздушной среды новыми объемами загрязняющих веществ. Основными мероприятиями по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- разработка технологического регламента на период НМУ;
- обучение персонала реагированию на аварийные ситуации;
- соблюдение норм и правил противопожарной безопасности;
- хранить производственные отходы в строго определенных местах;
- ежегодно провести производственный мониторинг по атмосферному

воздуху.

Для сведения к минимуму отрицательного действия, сопровождающее промышленное производство энергетического и химического сырья, необходимы способы борьбы за уменьшение его потерь. В технологии добычи ими будут:

- герметизация напорной системы сбора нефти.
- подавление наружной (изоляционное покрытие) и внутренней коррозии

(подача ингибитора коррозии).

Указанные выше меры по снижению вредного воздействия нефтедобывающего объекта оказываются достаточными, по расчетным показателям загрязнения воздушного бассейна при нормальном режиме работ, так как обеспечивают санитарные требования к качеству воздуха.

Поверхностные воды в описываемом районе отсутствуют.

В целом воздействия рассматриваемых работ на состояние атмосферного воздуха, может быть оценено, как ограниченное, продолжительное и умеренное по воздействию.

Воздействие на подземные воды при строительстве скважин оценивается: в пространственном масштабе как ограниченное, во временном как продолжительное и по величине как умеренное.

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территории от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- на всех технологических площадках оборудование системы ливневого сброса;
- создание системы сбора, очистки и утилизации сточных вод и промстоков, включая сточные хоз-бытовые воды, технические, пластовые;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений.

Вся подтоварная вода после очистки должна быть полностью использована

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 102

для закачки в пласт нагнетательных скважин.

Воздействие на геологическую среду оценивается: в пространственном масштабе как ограниченное, во временном как кратковременное и по интенсивности, как умеренное.

Воздействие на состояние почвенного покрова можно принять как **умеренное, ограниченное и кратковременное.**

Воздействие на состояние растительности можно принять как **умеренное, ограниченное и кратковременное.**

Проектом предусматриваются следующие мероприятия по охране окружающей среды:

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

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 103

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- Промышленная экология. Т.А. Хван. г. Ростов-на-Дону 2003г.
- Охрана природы Атырауской области. О.М. Грищенко, Н.А.Дидичин. г. Атырау 1997г.
- Экология и нефтегазовый комплекс. М.Д. Диаров, г. Алматы 2003г.
- Экология Казахстана М.С. Панин, г. Семипалатинск 2005г.
- Экологический Кодекс РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
- Закон о «Гражданской защите», от 11.04.2014 г.
- Концепция экологической безопасности Республики Казахстан;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Инструкции по организации и проведению экологической оценки»;
- Классификатор отходов. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314;
- Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» от 7 июля 2020 года № 360-VI ЗРК.
- Закон РК №219-1 от 23.04.1998г «О радиационной безопасности населения»;
- Приказ Министра здравоохранения РК № ҚР ДСМ-71 от 2 августа 2022 года Гигиенические нормативы к обеспечению радиационной безопасности
- Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №26 от 20.02.2023г. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемосточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» СПОРО-97, СП 5.01.011-97 «Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами»;
- №ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020г. Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности

Методические указаний и методики:

- Приказ Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-п.
- Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок. Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №13 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №16 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
- РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана, 2004г.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 104

- РНД 211.2.02.03-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», Астана, 2004г.



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 105

**ПРИЛОЖЕНИЕ №1
РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ПО
РЕКОМЕНДУЕМОМУ ВТОРОМУ ВАРИАНТУ**

Расчеты при бурении

Источник №6001, Подготовка площадки

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	40
1.2.	Количество перерабатываемого грунта	Gп	т/пер	1713
1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	42,83
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * B * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,05139
	Весовая доля пылевой фракции в материале	P ₁	(табл.1)	0,04
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	P ₂	(табл.1)	0,03
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	P ₃	(табл.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	P ₄	(табл.4)	0,01
	Коэффициент, учитывающий местные условия	P ₅	(табл.5)	0,6
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	P ₆	(табл.3)	1,0
	Коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	B	(табл.7)	0,5
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,0074

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МООС РК №100-п от 18.04.2008г

Источник №6002, Расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров и экскаваторов

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	40
1.2.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	км	124,35
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,29844
	Весовая доля пылевой фракции в материале	P ₁	(табл.1)	0,04
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	P ₂	(табл.1)	0,03
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	P ₃	(табл.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	P ₄	(табл.4)	0,01
	Коэффициент, учитывающий местные условия	P ₅	(табл.5)	1,0
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	P ₆	(табл.3)	0,6
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,04298

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МООС РК №100-п от 18.04.2008г



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 106

Источник №6003, Расчет выбросов неорганической пыли, при работе автосамосвала

№ п.п.	Наименование	Обозначени	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Грузоподъемность	G	т	30
1.2.	Средняя скорость передвижения	V	км/час	5
1.3.	Число ходок транспорта в час	N	ед/час	2,5
1.4.	Средняя протяженность 1 ходки на участке строительства	L	км	0,035
1.5.	Количество перевезенного груза	M	т	9474,6
1.6.	Площадь кузова	F	м ²	7,5
1.7.	Число машин, работающих на строительном участке	n	ед	1
1.8.	Время работы	t	ч/пер	40
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{C_1 * C_2 * C_3 * N * L * q_1 * C_6 * C_7}{3600} + C_4 * C_5 * C_6 * q_2 * F * n, \text{ г/сек}$			0,000631
	коэф., зависящий от грузопод.	C ₁	(таблица 9)	1,0
	коэф., учнт. ск. скорость передв.	C ₂	(таблица 10)	0,6
	коэф., учнт. состояние дорог	C ₃	(таблица 11)	1,0
	пылевыведение на 1 км. пробега	q ₁	г/км	1450
	коэф., учнт. профиль поверхности	C ₄		1,4
	коэф., зависящий от скорости обдува	C ₅	(таблица 12)	1,2
	коэф., учнт. влажность материала	C ₆	(таблица 4)	0,01
	пылевыведение с единицы площади	q ₂	(таблица 6)	0,004
	коэф., учнт. крупность материала	C ₇		0,6
2.2.	Общее пылевыведения*			
	M = Q*t*3600/10 ⁶	M	т/пер	0,00009

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МООС РК №100-п от 18.04.2008г



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 107

Источник №6004, Расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками

№ п.п.	Наименование	Обозначен	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Средняя скорость передвижения	V	км/час	3,5
1.2.	Число ходок транспорта в час	N	ед/час	1,0
1.3.	Средняя протяженность 1 ходки на участке строительства	L	км	1,0
1.4.	Время работы	t	час/пер	40
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$M_{сек} = \frac{C_1 * C_2 * C_3 * N * L * g_1}{3600}$	$M_{п}^{сек}$	г/сек	0,1083
	Коэффициент, зависящий от грузоподъемности	C_1	(табл.9)	1,3
	Коэффициент, учитывающий средний скорость передвижения	C_2	(табл.10)	0,6
	Коэффициент, учитывающий состояние дорог	C_3	(табл.11)	1,0
	Пылевыведение на 1 км пробега	g_1	г/км	500
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = M_{сек} * t * 3600 / 10^6$		т/пер	0,0156

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МОС РК №100-п от 18.04.2008г



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 108

Источник №0001-001 Силовой привод

Марка, мощность, Ve	CAT C-15	397,17 кВт;	A-категория
	n	2 шт.;	
	h	1 м;	
	d	0,08 м;	
	T	100 оС;	

Номинальный расход топлива 62,74 кг/ч;

Расход дизельного топлива 58,72 т/г;

Время работы 936 ч/г;

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

$$G_{ог} \approx 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_n \cdot P_n \quad 0,21729$$

b_n - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;

P_n - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов (м³/с) определяется по формуле:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \rho_{ог} \quad 0,6051$$

где: $\rho_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м³) рассчитываемый по формуле:

$$\rho_{ог} = \rho_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273), \quad 0,3591$$

где: $\rho_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],

[6] можно принимать, кг/м³; 1,31

$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К. 723

Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$e_i \cdot \text{Всек}$$

$$M_{\text{сек}} = \frac{e_i \cdot \text{Всек}}{3600}, \text{ г/сек}$$

где: e_i - выброс i -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

P_n - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_n принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (Ne);

1/3600 - коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$e_i \cdot V_{\text{год}}$$

$$M_{\text{год}} = \frac{e_i \cdot V_{\text{год}}}{1000}, \text{ т/год}$$

где: q_i - выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$V_{\text{год}}$ - расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 - коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для разных групп дизельных установок		Выбросы вещества т/г
	e_i	г/с	
Оксида углерода	25	0,4357	1,4681
Оксид азота	39	0,6797	2,2903
Диоксид азота	30	0,5228	1,7617
Сернистый ангидрид	10	0,1743	0,5872
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	12	0,2091	0,7047
Акролеин	1,2	0,0209	0,0705
Формальдегид	1,2	0,0209	0,0705
Сажа С	5	0,0871	0,2936

Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 109

Источник №0001-002 Насосный блок

Марка, мощность, Ve	CAT 3512	753,8875 кВт;	A-категория
n		2 шт.;	
h		1 м;	
d		0,08 м;	
T		100 оС;	

Номинальный расход топлива 98,1 кг/ч;

Расход дизельного топлива 91,82 т/г;

Время работы 936 ч/г;

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_e \cdot P_e, \quad 0,64490$$

b_e - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;

P_e - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов (м³/с) определяется по формуле:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \rho_{ог}, \quad 1,7960$$

где: $\rho_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м³) рассчитываемый по формуле:

$$\rho_{ог} = \rho_{ог}^0 (1 + T_{ог} / 273), \quad 0,3591$$

где: $\rho_{ог}^0$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],

[6] можно принимать, кг/м³; 1,31

$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К. 723

Максимальный выброс i-ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{max} = \frac{e_i \cdot \text{Всек}}{3600}, \text{ г/сек}$$

где: e_i - выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

P_e - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_e принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);

1/3600 - коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{год} = \frac{e_i \cdot V_{год}}{1000}, \text{ т/год}$$

где: q_i - выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$V_{год}$ - расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 - коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для разных групп дизельных установок		
	e_i	г/с	т/г
Оксида углерода	25	0,6813	2,2955
Оксид азота	39	1,0628	3,5810
Диоксид азота	30	0,8175	2,7546
Сернистый ангидрид	10	0,2725	0,9182
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	12	0,3270	1,1019
Акролеин	1,2	0,0327	0,1102
Формальдегид	1,2	0,0327	0,1102
Сажа С	5	0,1363	0,4591

Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 110

Источник №0001-003 Дизельная электростанция

Марка, мощность, Ve Volvo Penta TAD 1241GE 354,511 кВт; А-категория
n 2 шт.;
h 1 м;
d 0,08 м;
T 100 оС;
Номинальный расход топлива 77,04 кг/ч;
Расход дизельного топлива 72,11 т/г;
Время работы 936 ч/г;
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:
 $G_{ог} \gg 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_p \cdot P_p$ 0,23816
 b_p - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;
 P_p - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.
Объемный расход отработавших газов ($м^3/с$) определяется по формуле:
 $Q_{ог} = G_{ог} / \rho_{ог}$ 0,6633
где: $\rho_{ог}$ - удельный вес отработавших газов ($кг/м^3$) рассчитываемый по формуле:
 $\rho_{ог} = \rho_{ог}^0 / (1 + T_{ог} / 273)$, 0,3591
где: $\rho_{ог}^0$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1].
[6] можно принимать, $кг/м^3$; 1,31
 $T_{ог}$ - температура отработавших газов, К. 723
Максимальный выброс i - ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:
 $e_i \cdot \text{Всек}$
 $M_{чск} = \frac{\dots}{3600}$, г/сек
где: e_i - выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;
 P_p - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_p принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (Ne);
1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».
Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:
 $e_i \cdot V_{год}$
 $M_{год} = \frac{\dots}{1000}$, т/год
где: e_i - выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;
 $V_{год}$ - расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;
1/1000 – коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок	Выбросы вещества	
		г/с	т/г
	e_i		
Оксида углерода	25	0,5350	1,8027
Оксид азота	39	0,8346	2,8123
Диоксид азота	30	0,6420	2,1633
Сернистый ангидрид	10	0,2140	0,7211
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	12	0,2568	0,8653
Акролеин	1,2	0,0257	0,0865
Формальдегид	1,2	0,0257	0,0865
Сажа С	5	0,1070	0,3605

Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 111

Источник №0002 Цементировочный агрегат

Марка, мощность, Ve	ЯМЗ-238	176,5 кВт;	A-категория
	n	1 шт.;	
	h	1 м;	
	d	0,08 м;	
	T	100 оС;	

Номинальный расход топлива

15,6 кг/ч;

Расход дизельного топлива

4,37 т/г;

Время работы

280,32 ч/г;

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

$$G_{ог} \approx 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_n \cdot P_n$$

0,02401

b_n - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;

P_n - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов (m^3/c) определяется по формуле:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \rho_{ог}$$

0,0669

где: $\rho_{ог}$ - удельный вес отработавших газов ($кг/м^3$) рассчитываемый по формуле:

$$\rho_{ог} = \rho_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273),$$

0,3591

где: $\rho_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],

[6] можно принимать, $кг/м^3$;

1,31

$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.

723

Максимальный выброс i - ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$e_i \cdot V_{сек}$$

$$M_{сек} = \frac{e_i \cdot V_{сек}}{3600}, \text{ г/сек}$$

где: e_i - выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

P_n - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_n принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_n);

1/3600 - коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$e_i \cdot V_{год}$$

$$M_{год} = \frac{e_i \cdot V_{год}}{1000}, \text{ т/год}$$

где: q_i - выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$V_{год}$ - расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 - коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		
	e_i	г/с	т/г
Оксида углерода	25	0,1083	0,1093
Оксид азота	39	0,1690	0,1705
Диоксид азота	30	0,1300	0,1312
Сернистый ангидрид	10	0,0433	0,0437
Углеводороды $C_{12}-C_{19}$	12	0,0520	0,0525
Акролеин	1,2	0,0052	0,0052
Формальдегид	1,2	0,0052	0,0052
Сажа С	5	0,0217	0,0219

Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 112

Источник №0003 Дизельная электростанция вахтового поселка

Марка, мощность, Ve	Volvo Penta	494 кВт;	A-категория
	n	1 шт.;	
	h	2 м;	
	d	0,1 м;	
	T	100 оС;	

Номинальный расход топлива 38,52 кг/ч;

Расход дизельного топлива 48,54 т/г;

Время работы 1260 ч/г;

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

$$G_{ог} \approx 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_v \cdot P_n \quad 0,16593$$

b_v - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;

P_n - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов (м³/с) определяется по формуле:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \varepsilon_{ог} \quad 0,4621$$

где: $\varepsilon_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м³) рассчитываемый по формуле:

$$\varepsilon_{ог} = \varepsilon_{ог}^0 / (1 + T_{ог} / 273), \quad 0,3591$$

где: $\varepsilon_{ог}^0$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],

[6] можно принимать, кг/м³; 1,31

$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К. 723

Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$e_i \cdot V_{сек}$$

$$M_{сек} = \frac{\dots}{3600}, \text{ г/сек}$$

где: e_i - выброс i -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

P_n - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_n , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (Ne);

1/3600 - коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$e_i \cdot V_{год}$$

$$M_{год} = \frac{\dots}{1000}, \text{ т/год}$$

где: e_i - выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$V_{год}$ - расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 - коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов и выбросы вещества		
	Значения выбросов	Выбросы вещества	
	вхх групп дизельных установок	г/с	т/г
	e_i		
Оксида углерода	25	0,2675	1,2134
Оксид азота	39	0,4173	1,8929
Диоксид азота	30	0,3210	1,4561
Сернистый ангидрид	10	0,1070	0,4854
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	12	0,1284	0,5824
Акролеин	1,2	0,0128	0,0582
Формальдегид	1,2	0,0128	0,0582
Сажа С	5	0,0535	0,2427

Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 113

Источник №6005 Емкость для хранения топлива

Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 60м³ - 1шт.
источник выбросов - дыхательный клапан.

Общий расход: 319,72 т/г
n 1,0 шт.
h 6,0 м
d 0,296 м

Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:

- максимальные выбросы:

$$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_v^{\max}}{3600}, \text{ г/с} \quad (6.2.1) \quad 0,0065 \text{ г/с}$$

K_p^{\max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8; 1
 V_v^{\max} - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м³/час; 6

- годовые выбросы:

$$G = (Y_{ос} \times B_{ос} + Y_{вес} \times B_{вес}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{хр} \times K_{мп} \times N_p, \text{ т/год} \quad (6.2.2) \quad 0,001664 \text{ т/год}$$

где:

$Y_{ос}, Y_{вес}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12; $Y_{ос} - 2,36$ $Y_{вес} - 3,15$

$B_{ос}, B_{вес}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн; $B_{ос} - 159,9$ $B_{вес} - 159,9$

C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м³, принимается по Приложению 12; 3,92

$G_{хр}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13; 0,27

$K_{мп}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12; 0,0029

N_p - количество резервуаров, шт. 1

Значения концентраций алканы $C_{12}-C_{19}$ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 (С_i мас %).

Максимально-разовый выброс: $M = C_i \cdot M / 100, \text{ г/с} \quad (5.2.4)$

Среднегодовые выбросы: $G = C_i \cdot G / 100, \text{ т/г} \quad (5.2.5)$

Идентификация состава выбросов

Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные C ₁₂ -C ₁₉	непредельные	ароматические	сероводород
C _i мас %	99,57	-	0,15	0,28
M _i , г/с	0,0065	-	- ¹⁾	0,000018
G _i , т/г	0,0017	-	- ¹⁾	0,000005

¹⁾ Условно отнесены к C₁₂-C₁₉

РНП 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров" Астана, 2



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 114

Источник № 6006 Сварочный пост

Исходные данные:

Марка электрода;	АНО-4
Время работы, ч/год;	40
Расход электрода, кг/год;	100
Максимальный расход, кг/ч;	2,500

Валовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{V_{\text{год}} \times K_m^*}{10^6} \times (1 - \eta), \text{ т/год} \quad (5.1)$$

где:

$V_{\text{год}}$ - расход применяемого сырья и материалов, кг/год;

K_m^* - удельный показатель выброса загрязняющего вещества «х» на единицу массы расходуемых (приготавливаемых) сырья и материалов, г/кг, (табл. 1);

η - степень очистки воздуха в соответствующем аппарате, которым снабжается группа технологических агрегатов;

0

Максимальный разовый выброс загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:

$$M_{\text{сек}} = \frac{K_m^* \times V_{\text{час}}}{3600} \times (1 - \eta), \text{ г/с} \quad (5.2)$$

где:

$V_{\text{час}}$ - фактический максимальный расход применяемых сырья и материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час;

Используемый материал и его марка	Наименование и удельные количества нормируемых загрязняющих веществ			
	сварочный аэрозоль	в том числе		
		железо оксид	оксид марганца	пыль неорганич.
АНО-4, г/кг	17,8	15,73	1,66	0,41
$M_{\text{год}}$, т/г	0,00178	0,00157	0,00017	0,00004
$M_{\text{сек}}$, г/с	0,01236	0,01092	0,00115	0,00028

РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). Астана-2004г.



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 115

Источник №0004-001 Силовой привод

Марка, мощность, Ve CAT 3512 397,17 кВт; А-категория
n 2 шт.;
h 1 м;
d 0,08 м;
T 100 оС;

Номинальный расход топлива 62,74 кг/ч;
Расход дизельного топлива 12,80 т/г;
Время работы 204 ч/г;

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

$$G_{ог} \approx 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3, \quad 0,21729$$

b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;

P_3 - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов (m^3/c) определяется по формуле:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \rho_{ог} \quad 0,6051$$

где: $\rho_{ог}$ - удельный вес отработавших газов ($кг/м^3$) рассчитываемый по формуле:

$$\rho_{ог} = \rho_{ог}^0 / (1 + T_{ог} / 273), \quad 0,3591$$

где: $\rho_{ог}^0$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],

[6] можно принимать, $кг/м^3$; 1,31

$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К. 723

Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$e_i \cdot V_{сек}$$

$$M_{сек} = \frac{e_i \cdot V_{сек}}{3600}, \text{ г/сек}$$

где: e_i - выброс i -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

P_3 - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);

1/3600 - коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$e_i \cdot V_{год}$$

$$M_{год} = \frac{e_i \cdot V_{год}}{1000}, \text{ т/год}$$

где: q_i - выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$V_{год}$ - расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 - коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для раз. групп дизельных установок		
	e_i	г/с	т/г
Оксида углерода	25	0,4357	0,3200
Оксид азота	39	0,6797	0,4992
Диоксид азота	30	0,5228	0,3840
Сернистый ангидрид	10	0,1743	0,1280
Углеводороды $C_{12}-C_{19}$	12	0,2091	0,1536
Акролеин	1,2	0,0209	0,0154
Формальдегид	1,2	0,0209	0,0154
Сажа С	5	0,0871	0,0640

Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 116

Источник №0004-002 Насосный блок

Марка, мощность, Vе CAT 3512 753,8875 кВт; А-категория
n 2 шт.;
h 1 м;
d 0,08 м;
T 100 оС;

Номинальный расход топлива 98,1 кг/ч;
Расход дизельного топлива 20,01 т/г;
Время работы 204 ч/г;

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

$$G_{CO_2} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P_n \quad 0,64490$$

b, - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;

P_n – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов (м³/с) определяется по формуле:

$$Q_{CO_2} = G_{CO_2} / \rho_{CO_2} \quad 1,7960$$

где: ρ_{CO_2} - удельный вес отработавших газов (кг/м³) рассчитываемый по формуле:

$$\rho_{CO_2} = \rho_{0,CO_2} / (1 + T_{CO_2} / 273), \quad 0,3591$$

где: ρ_{0,CO_2} - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],

[6] можно принимать, кг/м³; 1,31

T_{CO₂} - температура отработавших газов, К. 723

Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{max} = \frac{e_i \cdot V_{сек}}{3600}, \text{ г/сек}$$

где: e_i – выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

P_n – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_n, принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);

1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{год} = \frac{e_i \cdot V_{год}}{1000}, \text{ т/год}$$

где: q_i – выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

V_{год} – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 – коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для разн. групп дизельных установок		
	e _i	г/с	т/г
Оксида углерода	25	0,6813	0,5003
Оксид азота	39	1,0628	0,7805
Диоксид азота	30	0,8175	0,6004
Сернистый ангидрид	10	0,2725	0,2001
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	12	0,3270	0,2401
Акролен	1,2	0,0327	0,0240
Формальдегид	1,2	0,0327	0,0240
Сажа С	5	0,1363	0,1001

Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 117

Источник №0004-003 Дизельная электростанция

Марка, мощность, Ve	Volvo Penta TAD 1241GE	354,511 кВт;	А-категория
	n	2 шт.;	
	h	1 м;	
	d	0,08 м;	
	T	100 оС;	
Номинальный расход топлива		77,04 кг/ч;	
Расход дизельного топлива		15,72 т/г;	
Время работы		204 ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:			
$G_{ог} \approx 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_v \cdot P_n$			0,23816
b_v - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;			
P_n - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.			
Объемный расход отработавших газов (м ³ /с) определяется по формуле:			
$Q_{ог} = G_{ог} / \varepsilon_{ог}$			0,6633
где: $\varepsilon_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:			
$\varepsilon_{ог} = \varepsilon_{ог}^0 / (1 + T_{ог} / 273)$			0,3591
где: $\varepsilon_{ог}^0$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1], [6] можно принимать, кг/м ³ ;			
$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.			1,31
			723

Максимальный выброс i - ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{\text{сек}} = \frac{e_i \cdot V_{\text{сек}}}{3600}, \text{ г/сек}$$

где: e_i – выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

P_n – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_n принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_n);

1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{e_i \cdot V_{\text{год}}}{1000}, \text{ т/год}$$

где: q_i – выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$V_{\text{год}}$ – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 – коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	e_i		г/с	т/г
Оксида углерода	25		0,5350	0,3929
Оксид азота	39		0,8346	0,6129
Диоксид азота	30		0,6420	0,4715
Сернистый ангидрид	10		0,2140	0,1572
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	12		0,2568	0,1886
Акролеин	1,2		0,0257	0,0189
Формальдегид	1,2		0,0257	0,0189
Сажа С	5		0,1070	0,0786

Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-н



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 118

Источник №6007 Скважина

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнения, фланцевых соединения и запорно-регулирующего арматуры.

Исходные данные:			
Количество	1		шт.
Время работы	204		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	1,36166		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,844		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0010		доли/ед.
Фланцы, шт; п _j	6		шт.
ЗРА, шт; п _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^i Y_{nyj} = \sum_{j=1}^i \sum_{l=1}^m g_{nyjl} * p_j * x_{nyj} * c_{ji} \quad \text{где}$			
Y _{nyj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{nyj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
п _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{nyj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{nyj}	0,08		мг/с
утечки от ЗРА, g _{nyj}	1,83		мг/с
доля утечки ФС, х _{nyj}	0,02		мг/с
доля утечки ЗРА, х _{nyj}	0,07		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}	0,3325		мг/с
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0004		мг/с
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,0003325	г/с	0,0002442 т/г
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0000004	г/с	0,0000003 т/г

РД 39-142-00 "Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г.



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 119

Источник №6008 Насосная установка для перекачки нефти

С помощью насосных установок происходит перекачка нефти. В работе находится 1 насос типа «ЦНС-38/110». Параметры выбросов:

$n = 1$;

$h = 1,5$ м;

$d = 0,01$ м;

$T = 20^{\circ}\text{C}$;

$Q = 0,05$ кг/час

Максимальный (разовый) выброс от одной единицы оборудования рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{max}} = \frac{Q}{\alpha \cdot \sigma}, \text{ г/с}$$

Q – удельное выделение загрязняющих веществ, кг/час (табл.8.1-РНД 211.2.09-2004);

Годовые (валовые) выбросы от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:

$$M_{\text{го}} = \frac{M_{\text{max}} \cdot T}{10^6}, \text{ т/г}$$

T – фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час; T

$T = 204$ час при испытании 1 скважины;

Максимально-разовый выброс:		
0,05/3,6 г/с;	0,01389	г/с
Годовой валовый выброс:		
0,05*168/1000 т/г;	0,0102	т/г

РНД 211.2.02.09-2004 Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 120

Расчеты при эксплуатации

Источник №6001, Манифольд			
Вредные вещества выбрасываются через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03171		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,1580		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0048		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	8		шт.
ЗРА, шт; n _j	4		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^1 Y_{нуj} = \sum_{j=1}^1 \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji} \quad \text{где}$			
Y _{ну j} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{ну j}	0,0000128	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{ну j}	0,0005	г/с	
валовые выбросы, Y_{ну}C₁-C₅	0,00008	г/с	0,00262 т/г
валовые выбросы, Y_{ну}SO₂	0,0000025	г/с	0,00008 т/г
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196</i>			



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 121

Источник №6002-6005, замерная установка

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Количество	4		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,1580		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0048		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	32		шт.
ЗРА, шт; n _j	16		шт.

Расчеты:

$$Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$$

Y_{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;

I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;

m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;

g_{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);

n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);

x_{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);

c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).

Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)

утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000512	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0020	г/с	
валовые выбросы, Y_{ну}C₁-C₅	0,00033	г/с	0,01047 т/г
валовые выбросы, Y_{ну}SO₂	0,0000101	г/с	0,00032 т/г

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 122

Источник №6006, АГЗУ

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,1580		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0048		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	8		шт.
ЗРА, шт; n _j	4		шт.

Расчеты:

$$Y_{нуj} = \sum_{j=1}^1 Y_{нуj} = \sum_{j=1}^1 \sum_{i=1}^m g_{нуij} * n_j * x_{нуij} * c_{ji}, \quad \text{где}$$

Y_{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;

I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;

m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;

g_{нуij} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);

n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);

x_{нуij} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);

c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).

Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)

утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000128	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0005	г/с	
валовые выбросы, Y_{ну}C₁-C₅	0,00008	г/с	0,00262 т/з
валовые выбросы, Y_{ну}SO₂	0,0000025	г/с	0,00008 т/з

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 123

Источник №6007-6009, мультифазный насос

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Количество	3		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,1580		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0048		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	24		шт.
ЗРА, шт; n _j	12		шт.

Расчеты:

$$Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуij} * n_j * x_{нуij} * c_{ji}, \quad \text{где}$$

$Y_{нуj}$ – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;

I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;

m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;

$g_{нуij}$ – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);

n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);

$x_{нуij}$ – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);

c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).

Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)

утечки от ФС, $g_{нуj}$	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, $g_{нуj}$	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, $x_{нуj}$	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, $x_{нуj}$	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, $Y_{нуj}$	0,0000384	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, $Y_{нуj}$	0,0015	г/с	
валовые выбросы, $Y_{ну}C_{1-C_5}$	0,00025	г/с	0,00785 т/з
валовые выбросы, $Y_{ну}SO_2$	0,0000076	г/с	0,00024 т/з

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 124

Источник №6010-6011, компрессорная установка

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,1580		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0048		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	12		шт.
ЗРА, шт; n _j	24		шт.

Расчеты:

$$Y_{ну} = \sum_{j=1}^1 Y_{нуj} = \sum_{j=1}^1 \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$$

Y_{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;

I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;

m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;

g_{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);

n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);

x_{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);

c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).

Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)

утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000192	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0031	г/с	
валовые выбросы, Y_{ну}C₁-C₅	0,00049	г/с	0,01541 т/г
валовые выбросы, Y_{ну}SO₂	0,0000148	г/с	0,00047 т/г

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 125

Источник №6012, Нефтегазосепаратор			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03170979198		
Для нефти:			
углеводород C ₁ -C ₅ , с/г	0,1580		доли/ед.
сернистый ангидрид, с/г	0,0048		доли/ед.
Для газа:			
углеводород C ₁ -C ₅ , с/г	0,9490		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Предохранительный клапан, шт; n _j	1		
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^l Y_{нуj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{ну j} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
l – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
Для нефти:			
утечки от ФС, г/нуj	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, г/нуj	0,006588	кг/час	
утечки от ПК, г/нуj	0,111024	кг/час	
доля утечки ФС, х _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, х _{нуj}	0,07	доли/ед	
утечки от ПК, х _{нуj}	0,35	доли/ед	
Для газа:			
утечки от ФС, г/нуj	0,00072	кг/час	
утечки от ЗРА, г/нуj	0,020988	кг/час	
утечки от ПК, г/нуj	0,136008	кг/час	
доля утечки ФС, х _{нуj}	0,03	доли/ед	
доля утечки ЗРА, х _{нуj}	0,293	доли/ед	
утечки от ПК, х _{нуj}	0,46	доли/ед	
Для нефти:			
суммарная утечка от ФС, Y _{ну j}	0,00001	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{ну j}	0,00038	г/с	
суммарная утечка от ПК, Y _{ну j}	0,01079	г/с	
Для газа:			
суммарная утечка от ФС, Y _{ну j}	0,00004	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{ну j}	0,00512	г/с	
суммарная утечка от ПК, Y _{ну j}	0,01738	г/с	
Для нефти:			
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}	0,00177	г/с	
выбросы вредного вещества, Y _{нуSO₂}	0,00005	г/с	
Для газа:			
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}	0,02139	г/с	
валовые выбросы, Y_{нуC₁-C₅}	0,0232	г/с	0,7303 м/з
валовые выбросы, Y_{нуSO₂}	0,0001	г/с	0,0017 м/з
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196</i>			



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 126

Источник №6013, Газосепаратор

Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03170979198		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,9490		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	12		шт.
ЗРА, шт; n _j	6		шт.
Предохранительный клапан, шт; n _j	2		

Расчеты:

$$Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$$

$Y_{нуj}$ – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;

I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;

m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;

$g_{нуj}$ – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);

n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);

$x_{нуj}$ – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);

c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).

Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)

Для газа:

утечки от ФС, $g_{нуj}$	0,00072	кг/час	
утечки от ЗРА, $g_{нуj}$	0,020988	кг/час	
утечки от ПК, $g_{нуj}$	0,136008	кг/час	
доля утечки ФС, $x_{нуj}$	0,03	доли/ед	
доля утечки ЗРА, $x_{нуj}$	0,293	доли/ед	
утечки от ПК, $x_{нуj}$	0,46	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, $Y_{нуj}$	0,0000720	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, $Y_{нуj}$	0,0102491	г/с	
суммарная утечка от ПК, $Y_{нуj}$	0,0347576	г/с	
выбросы вредного вещества, $Y_{нуC_1-C_5}$	0,04278	г/с	
валовые выбросы, $Y_{нуC_1-C_5}$	0,04278	г/с	1,34910 т/г

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 127
---	--	-----------------

Источник №6014-6016, Насосная установка

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Количество	3		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,1580		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0048		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	18		шт.
ЗРА, шт; n _j	9		шт.

Расчеты:

$$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$$

$Y_{нуj}$ – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;

I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;

m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;

$g_{нуj}$ – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);

n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);

$x_{нуj}$ – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);

c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).

Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)

утечки от ФС, $g_{нуj}$	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, $g_{нуj}$	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, $x_{нуj}$	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, $x_{нуj}$	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, $Y_{нуj}$	0,0000288	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, $Y_{нуj}$	0,0012	г/с	
валовые выбросы, $Y_{ну}C_{1-C_5}$	0,00019	г/с	0,00589 т/з
валовые выбросы, $Y_{ну}SO_2$	0,000006	г/с	0,00018 т/з

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 128

Источник №6017-6019, Дренажная емкость

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Количество	3		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,1580		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0048		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	14		шт.
ЗРА, шт; n _j	5		шт.

Расчеты:

$$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$$

$Y_{нуj}$ – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;

I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;

m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;

$g_{нуj}$ – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);

n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);

$x_{нуj}$ – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);

c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).

Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)

утечки от ФС, $g_{нуj}$	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, $g_{нуj}$	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, $x_{нуj}$	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, $x_{нуj}$	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, $Y_{нуj}$	0,0000224	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, $Y_{нуj}$	0,0006	г/с	
валовые выбросы, $Y_{ну}C_{1-C_5}$	0,00010	г/с	0,00330 т/г
валовые выбросы, $Y_{ну}SO_2$	0,0000032	г/с	0,00010 т/г

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 129

Источник №6020-6059 Скважина 2023г.

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Количество	40		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,0120		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0048		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	240		шт.
ЗРА, шт; n _j	120		шт.

Расчеты:

$$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$$

$Y_{нуj}$ – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;

I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;

m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;

$g_{нуj}$ – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);

n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);

$x_{нуj}$ – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);

c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).

Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)

утечки от ФС, $g_{нуj}$	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, $g_{нуj}$	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, $x_{нуj}$	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, $x_{нуj}$	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, $Y_{нуj}$	0,0003840	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, $Y_{нуj}$	0,0154	г/с	
валовые выбросы, $Y_{ну}C_{1-C_5}$	0,00019	г/с	0,00596 т/з
валовые выбросы, $Y_{ну}SO_2$	0,000076	г/с	0,00239 т/з

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 130

Источник №6020-6057 Скважина 2024г.

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Количество	38		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,0120		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0048		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	228		шт.
ЗРА, шт; n _j	114		шт.

Расчеты:

$$Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$$

Y_{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;

I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;

m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;

g_{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);

n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);

x_{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);

c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).

Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)

утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0003648	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0146	г/с	
валовые выбросы, Y_{ну}C₁-C₅	0,00018	г/с	0,00566 т/г
валовые выбросы, Y_{ну}SO₂	0,000072	г/с	0,00227 т/г

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 131
---	--	-----------------

Источник №6020-6059 Скважина 2025г.

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Количество	40		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,0120		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0048		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	240		шт.
ЗРА, шт; n _j	120		шт.

Расчеты:

$$Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{m=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$$

Y_{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;

I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;

m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;

g_{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);

n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);

x_{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);

c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).

Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)

утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0003840	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0154	г/с	
валовые выбросы, Y_{ну}C₁-C₅	0,00019	г/с	0,00596 т/г
валовые выбросы, Y_{ну}SO₂	0,000076	г/с	0,00239 т/г

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 132

Источник №0001-0002, Печь подогрева ПП-0,63 на 2023г

Марка ПП-0,63.

Годовой расход газа, В: 1656,0 тыс.м³

общий расход газа: 100,0 м³/час

n 2 шт.

h 8 м

d 0,5 м

T 800 °С

p 0,984 кг/м³

Время работы: 8280 ч/г

Годовой расход газа, В: 814752,0 кг/г 814,7520 т/г

Секундный расход топлива, В_с: 98,4 кг/ч 27,333 г/с

Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:

$P_{CO} = 1,5 * B * 10^{-3}$, P_{CO} 0,04100 г/сек 1,2221 т/год

Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:

$P_{NOx} = Vr * C_{NOx}$, кг/час
 P_{NOx} 0,1336 кг/час
 P_{NOx} 0,0371 г/с 1,10636 т/год

Концентрация оксидов азота в пересчете на NO₂:

$C_{NOx} = 1,073 * 180 * (Q_f / Q_p) * a * 0,5 * (V_{ct} / V_r) * 10^{-6}$ CNOx 0,000104971 кг/м³

где:

Отношение V_{ct}/V_r при коэффициентах избытка воздуха a, принимается по таблице 5.1: V_{ct}/V_r= 0,85

где - Q_f= (29,4 * Э * B) / n - фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),

Q_p – расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч; принимается по паспорту), 7117,9 МДж/ч

n- количество форсунок

Q_p – расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч; принимается по паспорту), 7117,9 МДж/ч

В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)

$M_{NO_2} = 0,8 M_{NOx}$, $M_{NO_2} * P_{NOx} =$ 0,02969 г/с 0,88508 т/год

$M_{NO} = (1-0,8) M_{NOx} = 0,13 M_{NOx}$, $M_{NO} * P_{NOx} =$ 0,00483 г/с 0,14383 т/год

где μ_{NO} и μ_{NO_2} молекулярный вес NO и NO₂, равный 30 и 46 соответственно;

0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.

Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле :

$P_{CH_4} = 1,5 * B * 10^{-3}$, кг/ч P_{CH_4} 0,0410 г/с 1,2221 т/год

Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:

$V_r = 7,84 * a * B * Э$, где 1272,902 м³/ч

В - расход топлива, кг/час 98,4 кг/час

a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах 1,1

Э – энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1) 1,5

Объем газов на выходе из дымовой трубы:

$V = \frac{V_r * (273 + t)}{273 * 3600}$ 1,39 м³/с

где В - расход топлива; 98,40 кг/ч

t - температура уходящих газов; 800 °С

Скорость газов на выходе из дымовых труб:

$W = V / F$, где $F = (n * d^2) / 4$ - сечение дымовой трубы 7,081 м/с

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 133

Источник №0001-0002, Печь подогрева ПП-0,63 на 2024г

Марка ПП-0,63.

Годовой расход газа, В:

1628,0 тыс.м³

общий расход газа:

98,3 м³/час

n

2 шт.

h

8 м

d

0,5 м

T

800 °C

p

0,984 кг/м³

Время работы:

8280 ч/г

Годовой расход газа, В:

800976,0 кг/г

800,9760 т/г

Секундный расход топлива, В_с:

96,7 кг/ч

26,871 г/с

Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:

$P_{CO} = 1,5 * B * 10^{-3}$,

P_{CO}

0,04031 г/сек

1,2015 т/год

Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:

$P_{NOx} = Vr * C_{NOx}$, кг/час

P_{NOx}

0,1291 кг/час

P_{NOx}

0,0359 г/с

1,06926 т/год

Концентрация оксидов азота в пересчете на NO₂:

$C_{NOx} = 1,073 * 180 * (Q_f / Q_p) * \alpha * 0,5 * (V_{cr} / V_r) * 10^{-6}$

C_{NOx}

0,000103196 кг/м³

где:

Отношение V_{cr} / V_r при коэффициентах избытка воздуха α , принимается по таблице 5.1:

$V_{cr} / V_r =$

0,85

где $Q_f = (29,4 * \Delta * B) / n$ - фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),

$Q_f =$

4266,067826

МДж/ч

n - количество форсунок

n

1 шт

Q_p - расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч; принимается по паспорту),

7117,9 МДж/ч

В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)

$M_{NO_2} = 0,8 M_{NOx}$,

$M_{NO_2} * P_{NOx} =$

0,02870 г/с

0,85541 т/год

$M_{NO} = (1 - 0,8) M_{NOx} = 0,13 M_{NOx}$,

$M_{NO} * P_{NOx} =$

0,00466 г/с

0,13900 т/год

где μ_{NO}

и μ_{NO_2} молекулярный вес NO и NO₂, равный 30 и 46 соответственно;

0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.

Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле:

$P_{CH_4} = 1,5 * B * 10^{-3}$, кг/ч

P_{CH_4}

0,0403 г/с

1,2015 т/год

Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:

$V_r = 7,84 * a * B * \Delta$, где

1251,380 м³/ч

B - расход топлива, кг/час

96,7 кг/час

a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах

1,1

Δ - энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)

1,5

Объем газов на выходе из дымовой трубы:

$V = \frac{V_r * (273 + t)}{273 * 3600}$

1,37 м³/с

где B - расход топлива;

96,74 кг/ч

t - температура уходящих газов;

800 °C

Скорость газов на выходе из дымовых труб:

$W = V / F$, где $F = (n * d^2) / 4$ - сечение дымовой трубы

6,962 м/с

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 134

Источник №0001-0002, Печь подогрева ПП-0,63 на 2025г

Марка ПП-0,63.

Годовой расход газа, В: 1656,0 тыс.м³

общий расход газа: 100,0 м³/час

n 2 шт.

h 8 м

d 0,5 м

T 800 °C

p 0,984 кг/м³

Время работы: 8280 ч/г

Годовой расход газа, В: 814752,0 кг/г 814,7520 т/г

Секундный расход топлива, В_с: 98,4 кг/ч 27,333 г/с

Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:

$P_{CO} = 1,5 * B * 10^{-3}$, P_{CO} 0,04100 г/сек 1,2221 т/год

Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:

$P_{NOx} = Vr * C_{NOx}$, кг/час
 P_{NOx} 0,1336 кг/час
 P_{NOx} 0,0371 г/с 1,10636 т/год

Концентрация оксидов азота в пересчете на NO₂:

$C_{NOx} = 1,073 * 180 * (Q_f / Q_p) * \alpha * 0,5 * (V_{cr} / V_r) * 10^{-6}$ CNOx 0,000104971 кг/м³

где:

Отношение V_{cr}/V_r при коэффициентах избытка воздуха α, принимается по таблице 5.1: V_{cr}/V_r= 0,85

где - Q_f= (29,4 * Э * B) / n - фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),

Q_p – расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч; принимается по паспорту), 7117,9 МДж/ч

n - количество форсунок

Q_p – расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч; принимается по паспорту), 7117,9 МДж/ч

В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)

$M_{NO_2} = 0,8 M_{NOx}$, $M_{NO_2} * P_{NOx} =$ 0,02969 г/с 0,88508 т/год

$M_{NO} = (1-0,8) M_{NOx} = 0,13 M_{NOx}$, $M_{NO} * P_{NOx} =$ 0,00483 г/с 0,14383 т/год

где μ_{NO} и μ_{NO2} молекулярный вес NO и NO₂, равный 30 и 46 соответственно;

0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.

Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле :

$P_{CH_4} = 1,5 * B * 10^{-3}$, кг/ч P_{CH_4} 0,0410 г/с 1,2221 т/год

Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:

$V_r = 7,84 * a * B * Э$, где 1272,902 м³/ч

В - расход топлива, кг/час 98,4 кг/час

a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах 1,1

Э – энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1) 1,5

Объем газов на выходе из дымовой трубы:

$V = \frac{V_r * (273 + t)}{273 * 3600}$ 1,39 м³/с

где В - расход топлива; 98,40 кг/ч

t - температура уходящих газов; 800 °C

Скорость газов на выходе из дымовых труб:

$W = V / F$, где F = (n * d²) / 4 - сечение дымовой трубы 7,081 м/с

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 135

Источник №0003-0004, Печь подогрева ПП-1,9 на 2023г

Марка ПК-1,9.					
Годовой расход газа, В:		4968,0	тыс.м ³		
общий расход газа:		300,0	м ³ /час		
n		2	шт.		
h		8	м		
d		0,5	м		
T		800	°C		
p		0,984	кг/м ³		
Время работы:		8280	ч/г		
Годовой расход газа, В:		2444256,0	кг/г	2444,2560	т/г
Секундный расход топлива, В _с :		295,2	кг/ч	82,000	г/с

Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:

$$P_{CO} = 1,5 * B * 10^{-3}, \quad P_{CO} \quad 0,12300 \quad \text{г/сек} \quad 3,6664 \quad \text{т/год}$$

Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:

$$P_{NOx} = Vr * C_{NOx}, \quad \text{кг/час} \quad P_{NOx} \quad 1,2026 \quad \text{кг/час} \quad 9,95720 \quad \text{т/год}$$

$$P_{NOx} \quad 0,3340 \quad \text{г/с}$$

Концентрация оксидов азота в пересчете на NO₂:

$$C_{NOx} = 1,073 * 180 * (Q_f / Q_p) * \alpha * 0,5 * (V_{cr} / V_r) * 10^{-6} \quad C_{NOx} \quad 0,000314913 \quad \text{кг/м}^3$$

где:

$$\text{Отношение } V_{cr} / V_r \text{ при коэффициентах избытка воздуха } \alpha, \text{ принимается по таблице 5.1: } \quad V_{cr} / V_r = 0,85$$

где - Q_f = (29,4 * Э * В) / n - фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),

$$Q_f = 13018,32 \quad \text{МДж/ч}$$

n - количество форсунок

$$Q_p \text{ - расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч; принимается по паспорту), } \quad 7117,9 \quad \text{МДж/ч}$$

В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)

$$M_{NO_2} = 0,8 M_{NOx}, \quad M_{NO_2} * P_{NOx} = 0,26724 \quad \text{г/с} \quad 7,96576 \quad \text{т/год}$$

$$M_{NO} = (1-0,8) M_{NOx} = 0,13 M_{NOx}, \quad M_{NO} * P_{NOx} = 0,04343 \quad \text{г/с} \quad 1,29444 \quad \text{т/год}$$

$$M_{NO_2} = 0,13 M_{NOx} = 0,13 * 1,2026 = 0,15634 \quad \text{г/с}$$

где μ_{NO} и μ_{NO₂} молекулярный вес NO и NO₂, равный 30 и 46 соответственно;

0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.

Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле :

$$P_{CH_4} = 1,5 * B * 10^{-3}, \quad \text{кг/ч} \quad P_{CH_4} \quad 0,1230 \quad \text{г/с} \quad 3,6664 \quad \text{т/год}$$

$$P_{CH_4} = 0,1230 \quad \text{г/с}$$

Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:

$$V_r = 7,84 * a * B * \text{Э}, \quad \text{где} \quad 3818,707 \quad \text{м}^3/\text{ч}$$

$$B \text{ - расход топлива, кг/час} \quad 295,2 \quad \text{кг/час}$$

$$a \text{ - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах} \quad 1,1$$

$$\text{Э - энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)} \quad 1,5$$

Объем газов на выходе из дымовой трубы:

$$V = \frac{V_r * (273 + t)}{273 * 3600} \quad 4,17 \quad \text{м}^3/\text{с}$$

$$V = 4,17 \quad \text{м}^3/\text{с}$$

$$\text{где } B \text{ - расход топлива;} \quad 295,20 \quad \text{кг/ч}$$

$$t \text{ - температура уходящих газов;} \quad 800 \quad \text{°C}$$

$$\text{Скорость газов на выходе из дымовых труб:}$$

$$W = V / F, \quad \text{где } F = (n * d^2) / 4 \text{ - сечение дымовой трубы} \quad 21,244 \quad \text{м/с}$$

$$W = 21,244 \quad \text{м/с}$$

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 136

Источник №0003-0004, Печь подогрева ПП-1,9 на 2024г

Марка ПК-1,9.					
Годовой расход газа, В:		3820,0	тыс.м ³		
общий расход газа:		230,7	м ³ /час		
n		2	шт.		
h		8	м		
d		0,5	м		
T		800	°C		
p		0,984	кг/м ³		
Время работы:		8280	ч/г		
Годовой расход газа, В:		1879440,0	кг/г	1879,4400	т/г
Секундный расход топлива, В _с :		227,0	кг/ч	63,052	г/с

Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:

$$P_{CO} = 1,5 * B * 10^{-3}, \quad P_{CO} \quad 0,09458 \quad \text{г/сек} \quad 2,8192 \quad \text{т/год}$$

Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:

$$P_{NOx} = Vr * C_{NOx}, \quad \text{кг/час} \quad P_{NOx} \quad 0,7110 \quad \text{кг/час} \quad 5,88709 \quad \text{т/год}$$

$$P_{NOx} \quad 0,1975 \quad \text{г/с}$$

Концентрация оксидов азота в пересчете на NO₂:

$$C_{NOx} = 1,073 * 180 * (Q_f / Q_p) * \alpha * 0,5 * (V_{cr} / V_r) * 10^{-6} \quad C_{NOx} \quad 0,000242143 \quad \text{кг/м}^3$$

где:

$$\text{Отношение } V_{cr} / V_r \text{ при коэффициентах избытка воздуха } \alpha, \text{ принимается по таблице 5.1:} \quad V_{cr} / V_r = 0,85$$

где - Q_f = (29,4 * Э * В) / n - фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),

$$Q_f = 10010,06087 \quad \text{МДж/ч}$$

n - количество форсунок

$$Q_p \text{ - расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч; принимается по паспорту),} \quad 7117,9 \quad \text{МДж/ч}$$

В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)

$$M_{NO_2} = 0,8 M_{NOx}, \quad M_{NO_2} * P_{NOx} = 0,15800 \quad \text{г/с} \quad 4,70967 \quad \text{т/год}$$

$$M_{NO} = (1-0,8) M_{NOx} = 0,13 M_{NOx}, \quad M_{NO} * P_{NOx} = 0,02568 \quad \text{г/с} \quad 0,76532 \quad \text{т/год}$$

где μ_{NO} и μ_{NO₂} молекулярный вес NO и NO₂, равный 30 и 46 соответственно;

0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.

Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле :

$$P_{CH_4} = 1,5 * B * 10^{-3}, \quad \text{кг/ч} \quad P_{CH_4} \quad 0,0946 \quad \text{г/с} \quad 2,8192 \quad \text{т/год}$$

Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:

$$V_r = 7,84 * a * B * \text{Э}, \quad \text{где} \quad 2936,285 \quad \text{м}^3/\text{ч}$$

$$B \text{ - расход топлива, кг/час} \quad 227,0 \quad \text{кг/час}$$

$$a \text{ - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах} \quad 1,1$$

$$\text{Э} \text{ - энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)} \quad 1,5$$

Объем газов на выходе из дымовой трубы:

$$V = \frac{V_r * (273 + t)}{273 * 3600} \quad 3,21 \quad \text{м}^3/\text{с}$$

$$\text{где } B \text{ - расход топлива;} \quad 226,99 \quad \text{кг/ч}$$

$$t \text{ - температура уходящих газов;} \quad 800 \quad \text{°C}$$

Скорость газов на выходе из дымовых труб:

$$W = V / F, \quad \text{где } F = (n * d^2) / 4 \text{ - сечение дымовой трубы} \quad 16,335 \quad \text{м/с}$$

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 137

Источник №0003-0004, Печь подогрева ПНК-1,9 на 2025г

Марка ПК-1,9.

Годовой расход газа, В: 4968,0 тыс.м³

общий расход газа: 300,0 м³/час

n 2 шт.

h 8 м

d 0,5 м

T 800 °C

p 0,984 кг/м³

Время работы: 8280 ч/г

Годовой расход газа, В: 2444256,0 кг/г 2444,2560 т/г

Секундный расход топлива, В_с: 295,2 кг/ч 82,000 г/с

Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:

$P_{CO} = 1,5 * B * 10^{-3}$, P_{CO} 0,12300 г/сек 3,6664 т/год

Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:

$P_{NOx} = Vr * C_{NOx}$, кг/час
 P_{NOx} 1,2026 кг/час
 P_{NOx} 0,3340 г/с 9,95720 т/год

Концентрация оксидов азота в пересчете на NO₂:

$C_{NOx} = 1,073 * 180 * (Q_f / Q_p) * \alpha * 0,5 * (V_{cr} / V_r) * 10^{-6}$ CNO_x 0,000314913 кг/м³

где:

Отношение V_{cr}/V_r при коэффициентах избытка воздуха α, принимается по таблице 5.1: V_{cr}/V_r= 0,85

где - Q_f= (29,4*Э*B)/n - фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),

Q_p – расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч; принимается по паспорту), 7117,9 МДж/ч

n- количество форсунок

Q_p – расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч; принимается по паспорту), 7117,9 МДж/ч

В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)

$M_{NO_2} = 0,8 M_{NOx}$, $M_{NO_2} * P_{NOx} =$ 0,26724 г/с 7,96576 т/год

$M_{NO} = (1-0,8) M_{NOx} = 0,13 M_{NOx}$, $M_{NO} * P_{NOx} =$ 0,04343 г/с 1,29444 т/год

где μ_{NO} и μ_{NO2} молекулярный вес NO и NO₂, равный 30 и 46 соответственно;

0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.

Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле :

$P_{CH_4} = 1,5 * B * 10^{-3}$, кг/ч P_{CH_4} 0,1230 г/с 3,6664 т/год

Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:

$V_r = 7,84 * a * B * Э$, где 3818,707 м³/ч

В - расход топлива, кг/час 295,2 кг/час

a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах 1,1

Э – энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1) 1,5

Объем газов на выходе из дымовой трубы:

$V = \frac{V_r * (273 + t)}{273 * 3600}$ 4,17 м³/с

где В - расход топлива; 295,20 кг/ч

t - температура уходящих газов; 800 °C

Скорость газов на выходе из дымовых труб:

$W = V / F$, где F = (π * d²) / 4 - сечение дымовой трубы 21,244 м/с

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 138

Источник №0007, Водогрейная установка на 2023г.

Общий расход	1490000	м ³ год		
n	1	шт.		
h	2,6	м		
d	0,3	м		
T	100	С		
г	0,984	кг/м ³		
Общее время работы	8280	ч/г		
Расход газа на печи: В	180	м ³ /ч		
Годовой расход газа: В	1466160	кг/г	1466,16000	т/г
Секундный расход топлива: В	177,07	кг/час	49,186795	г/с
Количество оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами печей определяется согласно по следующей формуле:				
$P_{CO} = 0,001 * C_{CO} * V * (1 - q_4 / 100)$			0,5307	г/с
$C_{CO} = q_3 * R * Q^H_P$				15,8199 т/г
Q^H_i - теплота сгорания натурального топлива, $Q^H_i =$				10,7900 кг/г
q_3 - потери теплота вследствие хим-ой неполноты сгор-я топлива (табл.2.2), $q_3 =$				43,16 МДж/кг
R - для газа, R =				0,5 %
$P_{NOx} = 0,001 * V * Q^H_P * K_{NO} * (1 - b)$			0,1486031465378	г/с
K_{NO} - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1ГДж тепла (кг/ГДж), для печи принимается равным				4,4295626 т/г
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).				
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)				
$M_{NO_2} = 0,8 M_{NOx}$		$M_{NO_2} * P_{NOx} =$	0,1189	г/с
$M_{NO} = (1 - 0,8) M_{NOx} = 0,13 M_{NOx}$		$M_{NO} * P_{NOx} =$	0,0193	г/с
где μ_{NO} и μ_{NO_2} молекулярный вес NO и NO ₂ , равный 30 и 46 соответственно;				
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.				
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:				
$V_T = V + (a - 1) * V$, где				12,412 м ³ /кг
V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для природного газа				11,35 м ³ /кг
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах				1,1
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для газа:				10,62 м ³ /кг
Объем газов на выходе из дымовой трубы:				
$V = \frac{B * V * (273 + t)}{273 * 3600}$				0,8341353 м ³ /с
где B - расход топлива, кг/ч				
t - температура уходящих газов.				
Скорость газов на выходе из дымовых труб:				
$W = V/F$, где $F = (\pi * d^2) / 4$ - сечение дымовой трубы				11,8066 м/с



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 139

Источник №0007, Водогрейная установка на 2024г.

Общий расход	1246000	м ³ год		
n	1	шт.		
h	2,6	м		
d	0,3	м		
T	100	С		
г	0,984	кг/м ³		
Общее время работы	8280	ч/г		
Расход газа на печи: В	150	м ³ /ч		
Годовой расход газа: В	1226064	кг/г	1226,06400	т/г
Секундный расход топлива: В	148,08	кг/час	41,132045	г/с
Количество оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами печей определяется согласно по следующей формуле:				
$P_{CO} = 0,001 * C_{CO} * V * (1 - q_4 / 100)$			0,4438	г/с
$C_{CO} = q_3 * R * Q^H_P$				13,2292 т/г
Q^H_i - теплота сгорания натурального топлива, $Q^H_i =$				10,7900 кг/т
q_3 - потери теплота вследствие хим-ой неполноты сгор-я топлива (табл.2.2), $q_3 =$				43,16 МДж/кг
R - для газа, R =				0,5 %
$P_{NOx} = 0,001 * V * Q^H_P * K_{NO} * (1 - b)$			0,1242681346216	г/с
K_{NO} - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1ГДж тепла (кг/ГДж), для печи принимается равным				3,7041846 т/г
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).				
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)				
$M_{NO_2} = 0,8 M_{NOx}$		$M_{NO_2} * P_{NOx} =$	0,0994	г/с
$M_{NO} = (1 - 0,8) M_{NOx} = 0,13 M_{NOx}$		$M_{NO} * P_{NOx} =$	0,0162	г/с
где μ_{NO} и μ_{NO_2} молекулярный вес NO и NO ₂ , равный 30 и 46 соответственно;				
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.				
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:				
$V_T = V + (a - 1) * V$, где				12,412 м ³ /кг
V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для природного газа				11,35 м ³ /кг
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах				1,1
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для газа:				10,62 м ³ /кг
Объем газов на выходе из дымовой трубы:				
$V = \frac{B * V * (273 + t)}{273 * 3600}$				0,6975386 м ³ /с
где B - расход топлива, кг/ч				
t - температура уходящих газов.				
Скорость газов на выходе из дымовых труб:				
$W = V/F$, где $F = (\pi * d^2) / 4$ - сечение дымовой трубы				9,8732 м/с



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 140

Источник №0007, Водогрейная установка на 2025г.

Общий расход	1490000	м ³ год		
n	1	шт.		
h	2,6	м		
d	0,3	м		
T	100	С		
г	0,984	кг/м ³		

Общее время работы

8280 ч/г

Расход газа на печи: В

180 м³/ч

Годовой расход газа: В

1466160 кг/г

1466,16000 т/г

Секундный расход топлива: В

177,07 кг/час

49,186795 г/с

Количество оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами печей определяется согласно по следующей формуле:

$$P_{CO} = 0,001 * C_{CO} * V * (1 - q_4 / 100)$$

0,5307 г/с

15,8199 т/г

$$C_{CO} = q_3 * R * Q^H_P$$

10,7900 кг/г

Q^H_i - теплота сгорания натурального топлива, $Q^H_i =$

43,16 МДж/кг

q_3 - потери теплота вследствие хим-ой неполноты сгор-я топлива (табл.2.2), $q_3 =$

0,5 %

R - для газа, R =

0,5

$$P_{NOx} = 0,001 * V * Q^H_P * K_{NO} * (1 - b)$$

0,1486031465378 г/с

4,4295626 т/г

K_{NO} - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1ГДж тепла (кг/ГДж),

для печи принимается равным

0,07

Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).

В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)

$$M_{NO_2} = 0,8 M_{NOx}$$

$$M_{NO_2} * P_{NOx} =$$

0,1189 г/с

3,5437 т/г

μ_{NO}

$$M_{NO} = (1 - 0,8) M_{NOx} = 0,13 M_{NOx}$$

$$M_{NO} * P_{NOx} =$$

0,0193 г/с

0,5758 т/г

μ_{NO_2}

где μ_{NO} и μ_{NO_2} молекулярный вес NO и NO₂, равный 30 и 46 соответственно;

0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.

Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:

$$V_{г} = V + (a - 1) * V, \text{ где}$$

12,412 м³/кг

V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для природного газа

11,35 м³/кг

a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах

1,1

V - теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для газа:

10,62 м³/кг

Объем газов на выходе из дымовой трубы:

$$V = \frac{B * V * (273 + t)}{273 * 3600}$$

0,8341353 м³/с

где B - расход топлива, кг/ч

t - температура уходящих газов.

Скорость газов на выходе из дымовых труб:

$$W = V/F, \text{ где } F = (\pi * d^2) / 4 - \text{сечение дымовой трубы}$$

11,8066 м/с



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 141

Источник 0008-001 Факельная установка (Дежурная горелка при эксплуатации технологического оборудования (V7) на 2023г					
V7					
Факелы служат для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.					
n	1	Наименование вещества	УВ		
h	52,83 м	Оксид углерода	0,02		
d	9,12 м	Метан и другие углеводороды в пересчете на CH ₄	0,0005		
T _г	800,00 °С	Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO ₂	0,003		
T _о	7,9 °С	Сажа	0,002		
p	0,984 кг/м ³				
коэфф.	0,031710	Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) и сажи равно:			
T	8760 ч/г	M _{CO} =	0,0137291 г/с	0,4329600 т/г	
За год сжигается:	22000 м ³	M _{CH₄} =	0,0003432 г/с	0,0108240 т/г	
Часовой расход:	2,5 м ³ /ч	M _{NO₂} =	0,0020594 г/с	0,0649440 т/г	
Секундный расход, Вг:	0,00070 м ³ /с	M _{САЖА} =	0,0013729 г/с	0,0432960 т/г	
G = 1000 * V * p, г/с	0,69 г/с				
Мощность выбросов сероводорода и меркаптанов рассчитывается по следующим формулам:					
MH ₂ S=	0,01 * [H ₂ S] * G * (1-n)				
MRS _H =	0,01 * [RSH] * G * (1-n)				
MSO ₂ =	0,02 * [S] * G * n				
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:					
M _{CO₂} = 0,01 * G * { 3,67 * n * [C] _г + [CO ₂] _г } - M _{CO} - M _{CH₄} - M _C , г/с		2,3154 г/с	73,018		
n	0,9984				
[C] _г = 100 * K _c * Q _{нк} , % мас.	92,0024496 %				
[CO ₂] _г =	2,4400 %				
K _c =	0,0000816				
Q _{нк} =	11274,81 ккал/м ³				
Низшая теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м ³ , значение которого по данным лабораторного анализа					
Q _{нк} = 85,5 * [CH ₄] + 152 [C ₂ H ₆] + 218 [C ₃ H ₈] + 283 [C ₄ H ₁₀] + 349 [C ₅ H ₁₂] + 56 [H ₂ S]		11274,810			
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси					
принимает вид:		согласно компонентного состава газа			
V ₁ = V * V _{пс} * (273 + T _г) / 273, м ³ /с	0,0433 м ³ /с	[CH ₄]	67,36	16	
V _{пс} = 1 + a * V _о , м ³ /м ³	15,8	[C ₂ H ₆]	17,8	31	
a =	1	[C ₃ H ₈]	7,46	44	
V _о =	14,8	[C ₄ H ₁₀]	2,53	58	
		[C ₅ H ₁₂]	1,34	72	
		[H ₂ S]	0	34	
		[RSH]	0	352	
		[N ₂]	0,15	28	
		S	0	32,066	
		[C ₆ H ₁₄]			
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси W _{ист} рассчитывается по формуле:					
W _{ист} = 4 * V _г / π d ² ,	0,0000 м/с				
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси:					
W _{зв} = 91,5 * [K * (T _о + 273) / M] ^{0,5}	16,559346	4,069317578	372,3426 м/с		
K- показатель адиабаты для газовых смесей принимается	1,3				
M- молекулярная масса газовой смеси					
M = 0,01 * Σ m _i * [i]	22,0522				
m _i - молярная масса компонента, кг/моль					
i- содержание i-го вещества в смеси, %					
Условие беспламенного горения газовых смесей на факельных установках					
Для проверки указанных в п.7 условий беспламенного горения выполняются следующие условия:					
W _{ист} / W _{зв} ≥ 0,2	2,87E-08	кегово горения не выполняется)			
Температура горения газовой смеси рассчитывается по формуле:					
T _г = T _о + (Q _н * (1-e) * n) / (V _{пс} * C _{пс})		1387,55 °С			
e- доля энергии = 0,048 * (m) / 0,5	4,695977	0,2254069			
C _{пс}		0,4 ккал/м ³ * °С			
Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №231П от 31.01.2007г.					



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 142



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 143

Источник 0008-02 Факельная установка (Дежурная горелка при эксплуатации технологического оборудования (V8) на 2023г

V8							
Факелы служат для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.							
n		1		Наименование вещества	УВ		
				Оксид углерода	0,02		
h		52,83	м	Метан и другие углеводороды в пересчете на CH ₄	0,0005		
d		9,12	м	Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO ₂	0,003		
T _г		800,00	⁰ С				
T _о		7,9	⁰ С	Сажа	0,002		
p		0,984	кг/м ³				
коэфф.		0,031710		Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) и сажи равно:			
T		8760	ч/г	M _{CO} =	0,8224962	г/с	25,9382400 т/г
За год сжигается:		1318000	м ³	M _{CH4} =	0,0205624	г/с	0,6484560 т/г
Часовой расход:		150,5	м ³ /ч	M _{NO2} =	0,1233744	г/с	3,8907360 т/г
Секундный расход, Вг:		0,04179	м ³ /с	M _{САЖА} =	0,0822496	г/с	2,5938240 т/г
G = 1000 * V * p, г/с		41,12	г/с				
Мощность выбросов сероводорода и меркаптанов рассчитывается по следующим формулам:							
MH ₂ S=	0,01*[H ₂ S]*G*(1-n)						33,0713
MRS _H =	0,01*[RSH]*G*(1-n)						
MSO ₂ =	0,02*[S]*G*n						
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:							
M _{CO2} = 0,01*G*{3,67*n*[C] _m + [CO ₂] _m }-M _{CO} -M _{CH₄} -M _C , г/с				138,7135	г/с		4374,468
n		0,9984					
[C] _m = 100 * K _c * Q _{нк} , % мас.		92,0024496	%				
[CO ₂] _m =		2,4400	%				
K _c =		0,0000816					
Q _{нк} =		11274,81	ккал/м ³				
Низшая теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м ³ , значение которого по данным лабораторного анализа							
Q _{нк} =85,5*[CH ₄]+152[C ₂ H ₆]+218[C ₃ H ₈]+283[C ₄ H ₁₀]+349[C ₅ H ₁₂]+56[H ₂ S]				11274,810			
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси							
принимает вид:				согласно компонентного состава газа			
V ₁ =V*V _{пс} *(273+T _г)/273, м ³ /с		2,5954	м ³ /с	[CH ₄]	67,36		16
V _{пс} = 1 + a * V _о , м ³ /м ³		15,8		[C ₂ H ₆]	17,8		31
a =		1		[C ₃ H ₈]	7,46		44
V _о =		14,8		[C ₄ H ₁₀]	2,53		58
				[C ₅ H ₁₂]	1,34		72
				[H ₂ S]	0		34
				[RSH]	0		352
				[N ₂]	0,15		28
				S	0		32,066
				[C ₆ H ₁₄]			
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси W _{ист} рассчитывается по формуле:							
W _{ист} =4*V _г /πd ² ,		0,0006	м/с				
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси:							
W _{зв} =91,5*[K*(T _о +273)/M] ^{0,5}		16,559346		4,069317578		372,3426	м/с
K- показатель адиабаты для газовых смесей принимается 1,3							
M- молекулярная масса газовой смеси							
M=0,01∑mi*[i] ⁰		22,0522					
mi - молярная масса компонента, кг/моль							
i- содержание i-го вещества в смеси, %							
Условие беспламенного горения газовых смесей на факельных установках							
Для проверки указанных в п.7 условий беспламенного горения выполняются следующие условия:							
W _{ист} / W _{зв} ≥ 0,2				1,72E-06	этого горения не выполняется)		
Температура горения газовой смеси рассчитывается по формуле:							
T _г = T _о +(Q _н *(1-e)*n)/(V _{пс} *C _{пс})				1387,55	⁰ С		
e- доля энергии =0,048*(m) ^{0,5}		4,695977		0,2254069			
C _{пс}				0,4	ккал/м ³ * ⁰ С		
<i>Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №231П от 31.01.2007г.</i>							



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 144



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 145

Источник 0008-001 Факельная установка (Дежурная горелка при эксплуатации технологического оборудования (V7) на 2024г

V7							
Факелы служат для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.							
n		1		Наименование вещества	УВ		
				Оксид углерода	0,02		
h		52,83	м	Метан и другие углево-ды в пересчете на CH ₄	0,0005		
d		9,12	м	Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO ₂	0,003		
T _г		800,00	°C	Сажа	0,002		
T _о		7,9	°C				
p		0,984	кг/м ³				
коэфф.		0,031710		Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) и сажи равно:			
T		8760	ч/г	M _{CO} =	0,0137291	г/с	0,4329600 т/г
За год сжигается:		22000	м ³	M _{CH4} =	0,0003432	г/с	0,0108240 т/г
Часовой расход:		2,5	м ³ /ч	M _{NO2} =	0,0020594	г/с	0,0649440 т/г
Секундный расход, Вг:		0,00070	м ³ /с	M _{САЖА} =	0,0013729	г/с	0,0432960 т/г
G = 1000 * V * p, з/с		0,69	г/с				
Мощность выбросов сероводорода и меркаптанов рассчитывается по следующим формулам:							0,5520
MH2S=	0,01*	[H2S]*G*(1-n)					
MRSH=	0,01*	[RSH]*G*(1-n)					
M _{SO2} =	0,02*	[S]*G*n					
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:							
M _{CO2} = 0,01 * G * { 3,67 * n * [C] _m + [CO ₂] _m } - M _{CO} - M _{CH4} - M _C , г/с					2,3154	г/с	73,018
n		0,9984					
[C] _m = 100 * K _c * Q _{НК} , % мас.		92,0024496	%				
[CO ₂] _m =		2,4400	%				
K _c =		0,0000816					
Q _{НК} =		11274,81	ккал/м ³				
Нижняя теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м ³ , значение которого по данным лабораторного анализа							
Q _{НК} = 85,5*[CH ₄] + 152*[C ₂ H ₆] + 218*[C ₃ H ₈] + 283*[C ₄ H ₁₀] + 349*[C ₅ H ₁₂] + 56*[H ₂ S]					11274,81		
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси принимает вид:				согласно компонентного состава газа			
V ₁ = V * V _{пс} * (273 + T _г) / 273, м ³ /с		0,0433	м ³ /с	[CH ₄]	67,36		16
V _{пс} = 1 + a * V _о , м ³ /м ³		15,8		[C ₂ H ₆]	17,8		31
a =		1		[C ₃ H ₈]	7,46		44
V _о =		14,8		[C ₄ H ₁₀]	2,53		58
				[C ₅ H ₁₂]	1,34		72
				[H ₂ S]	0		34
				[RSH]	0		352
				[N ₂]	0,15		28
				S	0		32,066
				[C ₆ H ₁₄]			
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси W _{ист} рассчитывается по формуле:							
W _{ист} = 4 * V _г / π d ² ,		0,0000	м/с				
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси:							
W _{зв} = 91,5 * [K * (T _о + 273) / M] ^{0,5}		16,559346		4,069317578		372,3426	м/с
K - показатель адиабаты для газовых смесей принимается 1,3							
M - молекулярная масса газовой смеси							
M = 0,01 Σ m _i * [i] ⁰		22,0522					
m _i - молярная масса компонента, кг/моль							
i - содержание i-го вещества в смеси, %							
Условие беспламенного горения газовых смесей на факельных установках							
Для проверки указанных в п.7 условий беспламенного горения выполняются следующие условия:							
W _{ист} / W _{зв} ≥ 0,2				2,87E-08			кевого горения не выполняется)
Температура горения газовой смеси рассчитывается по формуле:							
T _г = T _о + (Q _н * (1 - e) * n) / (V _{пс} * C _{пс})				1387,55			°C
e - доля энергии = 0,048 * (m) 0,5		4,695977		0,2254069			
C _{пс}				0,4			ккал/м ³ *°C
Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.							



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 146

Источник 0008-001 Факельная установка (Дежурная горелка при эксплуатации технологического оборудования (V7) на 2025г					
V7					
Факелы служат для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.					
n	1			Наименование вещества	УВ
				Оксид углерода	0,02
h	52,83	м		Метан и другие углеводороды в пересчете на CH ₄	0,0005
d	9,12	м		Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO ₂	0,003
T _г	800,00	°C		Сажа	0,002
T _о	7,9	°C			
p	0,984	кг/м ³			
коэфф.	0,031710			Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) и сажи равно:	
T	8760	ч/г		M _{CO} =	0,0137291 г/с
					0,4329600 т/г
За год сжигается:	22000	м ³		M _{CH4} =	0,0003432 г/с
					0,0108240 т/г
Часовой расход:	2,5	м ³ /ч		M _{NO2} =	0,0020594 г/с
					0,0649440 т/г
Секундный расход, Вг:	0,00070	м ³ /с		M _{САЖА} =	0,0013729 г/с
					0,0432960 т/г
G = 1000 * V * p, г/с	0,69	г/с			
Мощность выбросов сероводорода и меркаптанов рассчитывается по следующим формулам:					
MH2S=	0,01*[H2S]*G*(1-n)				0,5520
MRSH=	0,01*[RSH]*G*(1-n)				
MSO2=	0,02*[S]*G*n				
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:					
MCO2 = 0,01*G*{3,67*n*[C] _m + [CO ₂] _m }-MCO-MCH4-MC, г/с				2,3154	г/с
					73,018
n	0,9984				
[C] _m = 100 * K _C * Q _{НК} , % мас.	92,0024496	%			
[CO ₂] _m =	2,4400	%			
K _C =	0,0000816				
Q _{НК} =	11274,81	ккал/м ³			
Низшая теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м ³ , значение которого по данным лабораторного анализа					
Q _{нк} =85,5*[CH4]+152*[C2H6]+218*[C3H8]+283*[C4H10]+349*[C5H12]+56*[H2S]				11274,81	
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси					
принимает вид:					
V ₁ =V*V _{пс} *(273+T _г)/273, м ³ /с	0,0433	м ³ /с		согласно компонентного состава газа	
V _{пс} = 1 + a * V _о , м ³ /м ³	15,8			[CH4]	67,36
a =	1			[C2H6]	17,8
V _о =	14,8			[C3H8]	7,46
				[C4H10]	2,53
				[C5H12]	1,34
				[H2S]	0
				[RSH]	0
				[N2]	0,15
				S	0
				[C6H14]	32,066
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси W _{ист} рассчитывается по формуле:					
W _{ист} = 4*V _г /πd ² ,	0,0000	м/с			
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси:					
W _{зв} = 91,5*[K*(T _о +273)/M] ^{0,5}	16,559346		4,069317578	372,3426	м/с
K- показатель адиабаты для газовых смесей принимается 1,3					
M- молекулярная масса газовой смеси					
M=0,01∑m _i *[i] ⁰	22,0522				
m _i - молярная масса компонента, кг/моль					
i- содержание i-го вещества в смеси, %					
Условие беспламенного горения газовых смесей на факельных установках					
Для проверки указанных в п.7 условий беспламенного горения выполняются следующие условия:					
W _{ист} / W _{зв} ≥ 0,2			2,87E-08	кевого горения не выполняется)	
Температура горения газовой смеси рассчитывается по формуле:					
T _г = T ₀ + (Q _н *(1-ε)*n)/(V _{пс} *C _{пс})				1387,55	°C
ε- доля энергии = 0,048*(m) ^{0,5}	4,695977		0,2254069		
C _{пс}				0,4	ккал/м ³ *°C
Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №231П от 31.01.2007г.					



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 147

Источник 0008-02 Факельная установка (Дежурная горелка при эксплуатации технологического оборудования (V8) на 2025г					
V8					
Факелы служат для сжигания газа. Выброс происходит через трубу:					
n	1			Наименование вещества	УВ
				Оксид углерода	0,02
h	52,83 м			Метан и другие углевод-ды в пересчете на CH ₄	0,0005
d	9,12 м			Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO ₂	0,003
T _г	800,00 °C			Сажа	0,002
T _о	7,9 °C				
p	0,984 кг/м ³				
коэфф.	0,031710			Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) и сажи равно:	
T	8760 ч/г			M _{CO} =	0,8000304 г/с
					25,2297600 т/г
За год сжигается:	1282000 м ³			M _{CH4} =	0,0200008 г/с
					0,6307440 т/г
Часовой расход:	146,3 м ³ /ч			M _{NO2} =	0,1200046 г/с
					3,7844640 т/г
Секундный расход, Вг:	0,04065 м ³ /с			M _{САЖА} =	0,0800030 г/с
					2,5229760 т/г
G = 1000 * V * p, г/с	40,00 г/с				
Мощность выбросов сероводорода и меркаптанов рассчитывается по следующим формулам:					
MH ₂ S=	0,01*[H ₂ S]*G*(1-n)				32,1679
M _{RSH} =	0,01*[RSH]*G*(1-n)				
M _{SO2} =	0,02*[S]*G*n				
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:					
M _{CO2} = 0,01*G* { 3,67*n*[C] _m + [CO ₂] _m } - M _{CO} - M _{CH4} - M _C , г/с				134,9246 г/с	4254,983
n	0,9984				
[C] _m = 100 * K _C * Q _{НК} , % мас.	92,0024496 %				
[CO ₂] _m =	2,4400 %				
K _C =	0,0000816				
Q _{НК} =	11274,81 ккал/м ³				
Нижняя теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м ³ , значение которого по данным лабораторного анализа					
Q _{НК} = 85,5*[CH ₄]+152*[C ₂ H ₆]+218*[C ₃ H ₈]+283*[C ₄ H ₁₀]+349*[C ₅ H ₁₂]+56*[H ₂ S]				11274,81	
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси					
принимает вид:					
V ₁ = V * V _{пс} * (273 + T _г) / 273, м ³ /с	2,5245 м ³ /с			согласно компонентного состава газа	
V _{пс} = 1 + a * V _о , м ³ /м ³	15,8			[CH ₄]	67,36
a =	1			[C ₂ H ₆]	17,8
V _о =	14,8			[C ₃ H ₈]	7,46
				[C ₄ H ₁₀]	2,53
				[C ₅ H ₁₂]	1,34
				[H ₂ S]	0
				[RSH]	0
				[N ₂]	0,15
				S	0
				[C ₆ H ₁₄]	32,066
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси W _{ист} рассчитывается по формуле:					
W _{ист} = 4 * V _г / π d ² ,	0,0006 м/с				
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси:					
W _{зв} = 91,5 * [K * (T _о + 273) / M] ^{0,5}	16,55934555	4,069317578		372,3426 м/с	
K- показатель адиабаты для газовых смесей принимается	1,3				
M- молекулярная масса газовой смеси					
M = 0,01 ∑ m _i * [i] ⁰	22,0522				
m _i - молярная масса компонента, кг/моль					
i- содержание i-го вещества в смеси, %					
Условие беспламенного горения газовых смесей на факельных установках					
Для проверки указанных в п.7 условий беспламенного горения выполняются следующие условия:					
W _{ист} / W _{зв} ≥ 0,2				1,6722E-06	жевого горения не выполняется)
Температура горения газовой смеси рассчитывается по формуле:					
T _г = T _о + (Q _н * (1 - e) * n) / (V _{пс} * C _{пс})				1387,55 °C	
e- доля энергии = 0,048 * (m) ^{0,5}	4,695977	0,225406896			
C _{пс}				0,4 ккал/м ³ *°C	
<i>Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.</i>					



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 148

Источник №0009-0011, Резервуары РВС на 2023г

Количество резервуара (РВС) - 3ед.
 Объем резервуаров -1000 м³-3 ед.
 Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.
 Общий объем резервуара
 Количество РВС
 Время хранения нефти
 Коли/во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года
 Плотность нефти равна

Ур	3000 м ³ ;
n	3 штг.;
t	8760 ч/г;
V	83300 т/г;
ρ _ж	0,834 т/м ³ ;
T _{нк}	104 °С;

Температура начала кипения смеси
 Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха;

Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: $n = V / (гж * V)$ (5.1.8) 33,293

Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:
 максимальные выбросы

$$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_B \times V_{ч}^{max}}{10^4} \quad , \text{ г/с} \quad (5.2.1) \quad 0,1060 \text{ г/с}$$

годовые выбросы

$$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_B + K_t^{min}) \times K_p^{cp} \times K_{об} \times V}{10^7 \times \rho_{ж}} \quad , \text{ т/г} \quad (5.2.2) \quad 13,5727 \text{ т/г}$$

где:

K _t ^{min} , K _t ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 7);	K _t ^{min} = 0,26	K _t ^{max} = 0,56
K _p ^{cp} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);	K _p ^{cp} = 0,58	K _p ^{max} = 0,83
P ₃₈ - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°С (Сборник методик... (П.4.1));		67,024
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);		58
V _ч ^{max} - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВС во время его закачки, м ³ /час;		3,6
K _B - опытный коэффициент (приложение 9);		1,0
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);		2,5
гж - плотность жидкости, т/м ³ ;		0,834
V - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;		83300
Максимально-разовый выброс: $M = CI * M / 100, \text{ г/с}$	(5.2.4)	
Среднегодовые выбросы: $G = CI * G / 100, \text{ т/г}$	(5.2.5)	

(CI мас %) - согласно состава нефти.

Идентификация состава выбросов

Определяемый параметр	Углеводород C ₁ -C ₅	Сернистый ангидрид SO ₂
CI мас %	15,8	0,48
Mi, г/с	0,016752	0,000509
Gi, т/г	2,144488	0,065149
В настоящее время на данном месторождении налив нефтепродукта осуществляется под слой нефтепродукта т.е. нижний налив, а не подающей струей, следовательно		
50% снижение	Углеводород C₁-C₅	Сернистый ангидрид SO₂
Mi, г/с	0,008376	0,000254
Gi, т/г	1,072244	0,032574

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединении и запорно-регулирующего арматуры.

Исходные данные:

Время работы	8760	ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03170979	
Углеводород C ₁ -C ₅ , сji	0,1580	доли/ед.
Сернистый ангидрид, сji	0,0048	доли/ед.
Фланцы, шт, nj	22	шт.
ЗРА, шт, nj	11	шт.

Расчеты:

$$Y_{ну} = \sum_{j=1}^l Y_{нуj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji} \quad \text{где}$$

Y_{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения

в целом по установке (предприятию), мг/с;

l – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), штг.;

m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), штг.;

g_{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);

n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);

x_{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);

c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).

Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)

утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час		
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час		
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед.		
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед.		
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,000035	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,001409	г/с		
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,000228	г/с	0,00720	т/г
валовые выбросы, Y _{нуSO₂}	0,000007	г/с	0,00022	т/г

Суммарные выбросы от организованных и неорганизованных источников выбросов (дыхательных клапанов и неплотности фланцевых соединений и ЗРА)

Сернистый ангидрид (SO₂)	0,00026	г/сек	0,032793	т/год
Углеводороды предельные C₁-C₅	0,00860	г/сек	1,079440	т/год



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 149

Источник №0009-0011, Резервуары РВС на 2024г

Количество резервуара (РВС) - Зед.

Объем резервуаров -1000 м³-З ед.

Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.

Общий объем резервуара

Vp 3000 м³;

Количество РВС

n 3 шт.;

Время хранения нефти

t 8760 ч/г;

Коли/во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года

B 69700 т/г;

Плотность нефти равна

ρж 0,834 т/м³;

Температура начала кипения смеси

Tнк 104 °С;

Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха;

Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (гж * V)

(5.1.8) 27,858

Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:

максимальные выбросы

$$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_B \times V_v^{max}}{10^4}$$

, г/с (5.2.1) 0,1060 г/с

годовые выбросы

$$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_B + K_t^{min}) \times K_p^{cp} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$$

, т/г (5.2.2) 11,3568 т/г

где:

K_t^{min}, K_t^{max} - опытные коэффициенты (приложение 7);

K_t^{min} = 0,26 K_t^{max} = 0,56

K_p^{cp}, K_p^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);

K_p^{cp} = 0,58 K_p^{max} = 0,83

P₃₈ - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°С (Сборник методик...(П.4.1));

67,024

m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);

58

V_v^{max} - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВС во время его закачки, м³/час;

3,6

K_{об} - опытный коэффициент (приложение 9);

1,0

K_{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);

2,5

гж - плотность жидкости, т/м³;

0,834

B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;

69700

Максимально-разовый выброс: M = CI * M / 100, г/с

(5.2.4)

Среднегодовые выбросы: G = CI * G / 100, т/г

(5.2.5)

(CI мас %) - согласно состава нефти.

Идентификация состава выбросов

Определяемый параметр	Углеводород C ₁ -C ₅	Сернистый ангидрид SO ₂
CI мас %	15,8	0,48
Mi, г/с	0,016752	0,000509
Gi, т/г	1,794367	0,054512
В настоящее время на данном месторождении налив нефтепродукта осуществляется под слой нефтепродукта т.е. нижний налив, а не подающей струей, следовательно		
50% снижение	Углеводород C₁-C₅	Сернистый ангидрид SO₂
Mi, г/с	0,008376	0,000254
Gi, т/г	0,897184	0,027256

РИД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Время работы	8760	ч/г
Коэффициент использование обору.	0,03170979	
Углеводород C ₁ -C ₅ , сji	0,1580	доли/ед.
Сернистый ангидрид, сji	0,0048	доли/ед.
Фланцы, шт; nj	22	шт.
ЗРА, шт; pj	11	шт.

Расчеты:

$$Y_{ну} = \sum_{j=1}^l Y_{нуj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \text{ где}$$

Y_{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;

l – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;

m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;

g_{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);

n_i – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);

x_{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);

c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).

Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)

утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед.
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед.
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,000035	г/с
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,001409	г/с
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,000228	г/с
	0,00720	т/г
валовые выбросы, Y _{нуSO₂}	0,000007	г/с
	0,00022	т/г

Суммарные выбросы от организованных и неорганизованных источников выбросов (дыхательных клапанов и неплотности фланцевых соединений и ЗРА)

Сернистый ангидрид (SO₂)	0,00026	г/сек	0,027475	т/год
Углеводороды предельные C₁-C₅	0,00860	г/сек	0,904380	т/год



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 150

Источник №0009-0011, Резервуары РВС на 2025г

Количество резервуара (РВС) - Зед.

Объем резервуаров -1000 м³-3 ед.

Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.

Общий объем резервуара

Vp 3000 м³;

Количество РВС

n 3 шт.;

Время хранения нефти

t 8760 ч/г;

Коли/во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года

B 82400 т/г;

Плотность нефти равна

ρж 0,834 т/м³;

Температура начала кипения смеси

Tнк 104 °С;

Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха;

Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (гж * V)

(5.1.8) 32,934

Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:

максимальные выбросы

$$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{\max} \times K_p^{\max} \times K_B \times V_n^{\max}}{10^4} \text{ , г/с}$$

(5.2.1) 0,1060 г/с

годовые выбросы

$$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{\max} \times K_B + K_t^{\min}) \times K_p^{\text{cp}} \times K_{OB} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}} \text{ , т/г}$$

(5.2.2) 13,4261 т/г

где:

K^{min}, K^{max} - опытные коэффициенты (приложение 7);

K^{min} = 0,26 K^{max} = 0,56

K^{cp}, K^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);

K^{cp} = 0,58 K^{max} = 0,83

P38 - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°С (Сборник методик...(П.4.1));

67,024

m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);

58

V^{max} - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВС во время его заправки, м³/час;

3,6

K_B - опытный коэффициент (приложение 9);

1,0

K_{OB} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);

2,5

гж - плотность жидкости, т/м³;

0,834

B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;

82400

Максимально-разовый выброс: M = CI * M / 100, г/с

(5.2.4)

Среднегодовые выбросы: G = CI * G / 100, т/г

(5.2.5)

(CI мас %) - согласно состава нефти.

Идентификация состава выбросов

Определяемый параметр	Углеводород C ₁ -C ₅	Сернистый ангидрид SO ₂
CI мас %	15,8	0,48
Mi, г/с	0,016752	0,000509
Gi, т/г	2,121318	0,064445

В настоящее время на данном месторождении налив нефтепродукта осуществляется под слой нефтепродукта т.е нижний налив, а не подающей струей, следовательно **50% снижение**

Идентификация состава выбросов	Углеводород C ₁ -C ₅	Сернистый ангидрид SO ₂
Mi, г/с	0,008376	0,000254
Gi, т/г	1,060659	0,032223

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.

Вредные вещества выбрасываются через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующего арматуры.

Исходные данные:

Время работы	8760	ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03170979	
Углеводород C ₁ -C ₅ , сji	0,1580	доли/ед.
Сернистый ангидрид, сji	0,0048	доли/ед.
Фланцы, шт; nj	22	шт.
ЗРА, шт; nj	11	шт.

Расчеты:

$$Y_{ny} = \sum_{j=1}^l Y_{nyj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{nyij} * P_j * X_{nyij} * C_{ji} \text{ где}$$

Y_{ny} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;

l – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;

m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;

g_{nyj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);

n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);

x_{nyj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);

c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).

Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)

утечки от ФС, g _{nyj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{nyj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{nyj}	0,02	доли/ед.	
доля утечки ЗРА, x _{nyj}	0,07	доли/ед.	
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}	0,000035	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}	0,001409	г/с	
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,000228	г/с	0,00720 т/г
валовые выбросы, Y _{nySO₂}	0,000007	г/с	0,00022 т/г

Суммарные выбросы от организованных и неорганизованных источников выбросов (дыхательных клапанов и неплотности фланцевых соединений и ЗРА)

Сернистый ангидрид (SO ₂)	0,00026	г/сек	0,032441	т/год
Углеводороды предельные C ₁ -C ₅	0,00860	г/сек	1,067855	т/год



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 151

Приложение №2 – Данные Казгидромет

Климатические данные по Кызылординской области МС Кызылорда

Наименование	МС Кызылорда
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь) за год	-10,4 ⁰ С
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) за год	+35,2 ⁰ С
Среднее количество осадков за теплый период года	66,9 мм
Среднее количество осадков за холодный период года	79,7 мм
Среднее число дней с пыльными бурями	2,9 дня
Скорость ветра, повторяемость превышения которой за год составляет 5%	8 м/с

Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Сред.	-6.8	-4.6	4	13.9	21.1	26.7	28.3	26.2	19	10.6	1.7	-5	11.3

Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/с

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Сред.	2.4	2.8	3.2	3.3	3.0	2.6	2.4	2.6	2.5	2.2	2.2	2.4	2.6

Повторяемость направления ветра и штилей (%) и роза ветров за год

Направление	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Среднее	18	26	13	4	7	10	13	9	20

Роза ветров





ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 –
31.12.2023

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 152

Приложение №3 – План-график

ЭРА v3.0 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к
контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов
на существующее положение

Теренозекский р-н, ДГР м/р Нуралы_2023г_2 вариант разработки

N источ- ника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив допустимых выбросов		Кем осуществляет ся контроль	Методика проведе- ния контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	5	6	7	8	9
0001	печь подогрева ПП- 0,63	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)		0.02969 0.00483 0.041			
0003	печь подогрева ПП- 1,9	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)		0.26724 0.04343 0.123			
0005	водогрейная установка	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.123 0.1189 0.0193 0.5307			
0006	факел V7	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Углерод оксид (Окись углерода,		0.1254338 0.0836225 0.8362253			



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 –
31.12.2023

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 153

0007	резервуары	Угарный газ) (584) Метан (727*) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных С1- С5 (1502*)		0.0209056 0.00026 0.00086			
6001	манифольд	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ кварт	0.0000025		Сторонняя организация на договорной основе	0003
6002	замерная установка	Смесь углеводородов предельных С1- С5 (1502*) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных С1- С5 (1502*)		0.000008 0.0000101 0.00033			
6006	АГЗУ	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных С1- С5 (1502*)		0.0000025 0.00008			
6007	мультифазный насос	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных С1- С5 (1502*)		0.0000076 0.00025			
6010	компрессорная установка	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных С1- С5 (1502*)		0.0000148 0.00049			
6012	нефтегазосепаратор	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,		0.0001			



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 –
31.12.2023

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 155

1	2	3	5	6	7	8	9
0001	печь подогрева ПП-0,63	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)		0.0287 0.00466 0.04031 0.04031			
0003	печь подогрева ПП-1,9	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)		0.158 0.02568 0.09458 0.0946			
0005	водогрейная установка	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.0994 0.0162 0.4438			
0006	факел V7	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)		0.1036233 0.069023 0.6902298 0.0172705			
0007	резервуары	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00026 0.00086			
6001	манифольд	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/кварт	0.0000025 0.00008		Сторонняя организация на договорной основе	0003
6002	замерная установка	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,		0.0000101			



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 –
31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 156

6006	АГЗУ	Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00033			
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0000025			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00008			
6007	мультифазный насос	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0000076			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00025			
6010	компрессорная установка	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0000148			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00049			
6012	нефтегазосепаратор	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0001			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0232			
6013	газосепаратор	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.04278			
6014	насосная установка	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.000006			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00019			
6017	дренажная емкость	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0000032			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5		0.0001			

ЭРА v3.0 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к
контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов
на существующее положение

Теренозекский р-н, ДПР м/р Нуралы, 2025г_2 вариант разработки

№ источ-	Производство,	Контролируемое	Периодичность	Норматив допустимых выбросов	Кем	Методика проведе-
----------	---------------	----------------	---------------	------------------------------	-----	-------------------



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 –
31.12.2023

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 157

ника	цех, участок.	вещество	контроля			осуществляет ся контроль	ния контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	5	6	7	8	9
0001	печь подогрева ПП-0,63	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0.02969		Сторонняя организация на договорной основе	0004
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.00483			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.041			
		Метан (727*)		0.041			
0003	печь подогрева ПП-1,9	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.26724			
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.04343			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.123			
0005	водогрейная установка	Метан (727*)		0.123			
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.1189			
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.0193			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.5307			
0006	факел V7	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.122064			
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.0813167			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.8131674			
		Метан (727*)		0.020344			
0007	резервуары	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.00026			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00086			
6001	манифольд	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	1 раз/кварт	0.0000025		Сторонняя	0003



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 –
31.12.2023

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 158

		Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)				организация на договорной основе
6002	замерная установка	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00008		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0000101		
6006	АГЗУ	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00033		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0000025		
6007	мультифазный насос	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00008		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0000076		
6010	компрессорная установка	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00025		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0000148		
6012	нефтегазосепаратор	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00049		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0001		
6013	газосепаратор	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0232		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.04278		
6014	насосная установка	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.000006		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00019		
6017	дренажная емкость	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0000032		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0001		



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 –
31.12.2023

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 159

6020	скважины	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.000076			
				0.00019			

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 160

**Приложение №4 – Ответное письмо РГУ «Арал-Сырдарьинская
бассейновая инспекция»**

"ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР
МИНИСТРЛІГІ
СУ РЕСУРСТАРЫ КОМПІТЕТІНІҢ
СУ РЕСУРСТАРЫН ПАЙДАЛАНУДЫ
РЕТТЕУ ЖӘНЕ ҚОРҒАУ ЖӨНІНДЕГІ
АРАЛ-СЫРДАРІЯ БАССЕЙНДІК
ИНСПЕКЦИЯСЫ"
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК
МЕКЕМЕСІ



РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ
"АРАЛО-СЫРДАРЬИНСКАЯ БАССЕЙНОВАЯ
ИНСПЕКЦИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ ВОДНЫХ
РЕСУРСОВ

КОМПІТЕТА ПО ВОДНЫМ РЕСУРСАМ
МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ И
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН"

120008, Қызылорда қаласы, Амангелді көш. 107
тел. 8 (7242) 23-58-50, факс: 8(7242) 23-56-07

120008, город Кызылорда, ул. Амангельды, 107
тел. 8 (7242)23-58-50, факс: 8 (7242) 23-56-07

№ _____

**«ҚазГерМұнай»БК» ЖШС-нің
Бас директоры
Лю Шаюға**

29.08.2023ж № 19.2/1351 санды хатқа

Су ресурстарын пайдалануды реттеу және қорғау жөніндегі Арал-Сырдария бассейндік инспекциясы Сізге, Нұралы мұнай кен орнында тұрақты жер үсті су көздері орналаспағандығын хабарлайды.

Айтылған жерлерде қыс-көктем мезгілдерінде көбінесе жердің қыртыстарында жауын-шашыннан пайда болатын тартылып қалатын уақытша тұзды көлдер кездеседі. Сонымен қатар, сол маңдарда кезінде мал шаруашылығына қазылған қысымдық артезиан су ұңғымаларынан шыққан суынан пайда болған кішкентай көлдерді де кездесуге болады.

Жер асты су көздері бойынша мәліметті алу үшін «Оңтүстікжерқойнауы» мекемесіне жүгінуіңізді сұраймыз.

**Инспекция басшысының
міндетін атқарушы**

З. Қазтоғанов

Орынд. Сағымбаев Е.
тел. (87242) 23 56 70
e.sagimbaev@ecogeo.gov.kz

ТОО "СП
Қазгермұнай" (КГМ)
Кіріс/Вход №4418 от
08.09.2023
Кол. листов: 2



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 161

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 162

**Ген. директору
ТОО «СП«КазГерМунай»
Лю Шаою**

На исх. № 19.2/1351 от 29.08.2023г

Арало-Сырдарьинская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов сообщает, что на нефтяном месторождении Нуралы отсутствуют постоянные поверхностные источники водных ресурсов.

В указанной местности в основном встречаются временные высыхающие соленые озера образующиеся за счет скопления атмосферных осадков в естественных понижениях рельефа местности в зимне-весенний период. Также встречаются мелкие озера образующиеся от напорных артезианских скважин пробуренных в свое время для отгонного животноводства.

Для получения информации по подземным источникам водных ресурсов просим Вас обратиться в ТУ «Южказнедра».

И.о. руководителя инспекции

Казтоганов З.М.

Исп. Сагимбаев Е.
тел. (87242) 23 56 70
e.sagimbaev@ecogeo.gov.kz

ТОО "СП Казгермунай" (КГМ) Кіріс/Вход №4418 от 08.09.2023 Кол. листов: 2
--

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-OVOS.02.2105 – 07/5/1 – 31.12.2023	ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ» К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»	стр. 163

Приложение №5 - Государственная лицензия

20005136



ЛИЦЕНЗИЯ

18.03.2020 года

02177P

Выдана **Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"**
 Z05H0B4, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, проспект Кабанбай Батыра, дом № 17
 БИН: 140340010451

(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 занятии **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 экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо)

Умаров Ермек Касымгалиевич

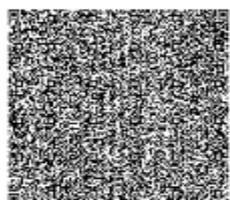
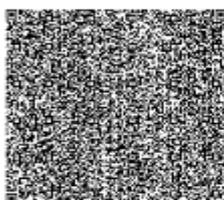
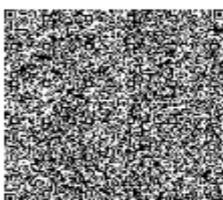
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи **16.01.2015**

Срок действия лицензии

Место выдачи

г.Нур-Султан





ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»

стр. 164

20005136



123

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02177P

Дата выдачи лицензии 18.03.2020 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

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"
Z05H0B4, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, проспект Кабанбай Батыра,
дом № 17, БИН: 140340010451

(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

(местонахождение)

Особые условия
действия лицензии

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

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет
экологического регулирования и контроля Министерства экологии,
геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство
экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

Умаров Еркес Касымгалиевич

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

Номер приложения

001

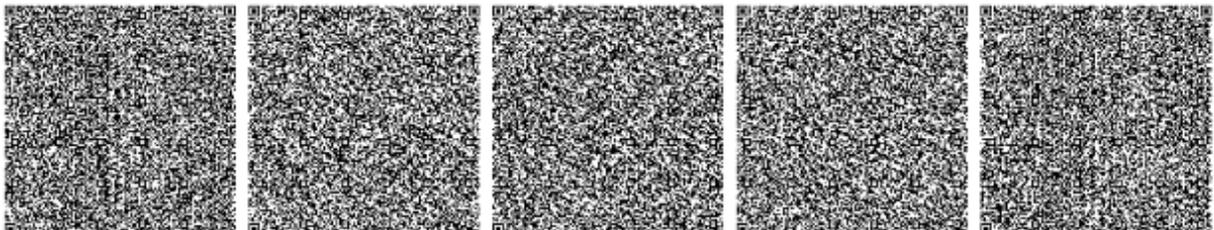
Срок действия

Дата выдачи
приложения

18.03.2020

Место выдачи

г.Нур-Султан





ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

**P-OVOS.02.2105 –
07/5/1 – 31.12.2023**

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»
К РАБОЧЕМУ ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ»**

стр. 165