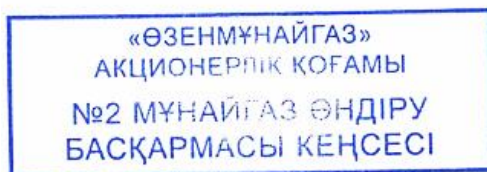




*Товарищество с ограниченной
ответственностью «ГеоПроект»*



*Акционерное общество
«Озенмұнайгаз»*



УТВЕРЖДАЮ
Директор (ДНГ) НГДУ-2
АО «ОзенМұнайГаз»
Кульбеков М. З.
« 24 » 04 2026 г.

**«ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ
ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ
ДЛЯ НГДУ-2 АО «ОЗЕНМУНАЙГАЗ»
НА 2026-2028 ГГ.**

Разработчик:
Директор
ТОО «ГеоПроект»



Ұлықпан М.Е.

г. Жанаозен – 2026 г.

24.04.2026г.

Список исполнителей

№ п/п	Должность исполнителя	Подпись исполнителя	Инициалы и фамилия исполнителя
1	Координатор проекта		Юсупова Б.
2	Ответственный за выпуск документации		Юсупова Б.
3	Исполнитель проекта		Юсупова Б.

3. АННОТАЦИЯ

В данной работе рассчитаны нормативы допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу от источников выбросов нефтегазодобывающего управления № 2 (НГДУ-2) АО «Озенмунайгаз».

Корректировка проекта нормативов эмиссий выполнена в связи с увеличением количества источников выбросов и ликвидацией некоторых источников.

Новые источники на 2026-2028:

-ТОО «ПромЭнергоСервис СВ»

- Цементировочный агрегат ЦА-320 (№1338-1345),
- БАРС-40 (№1346-1350),
- Подъемный агрегат АПРС-40 (№1351-1353),
- А-50 (№1354-1356),
- БАРС-50 (№1357-1358),
- УПА-60 (№1359),
- ППУ (№1360-1362),
- Узел приготовления цементного раствора (№6804-6808, 6816-6818, 6825-6827, 6834-6835, 6841),
- Емкость для хранения пром.отходов (№6809-6813, 6819-6821, 6828-6830, 6836-6837, 6842),
- Электросварка (электроды УОНИ-13/45) (№6814, 6822-6824, 6831-6833, 6838-6839, 6843),
- Газовая резка (№6815, 6840)

- Бургылау КРС

- - БАРС-80 (№1363-1369),
- УПА-60/60А (№1370-1371),
- Установка А-50 МБ-4 (№1372),
- Кремко-80 №327 (№1373-1375),
- Цементировочный агрегат ЦА-320 (№1376-1385),
- ППУА-1600/100 (№1386),
- БКМ-516 на базе Камаз (ямобур) (№1387),
- Цементосмеситель (2СМ20) (№1388),
- САГ АДД-4004 (№1389),
- Емкость для сбора шлама (№6844-6856),
- Газовая резка (№6857).

- ТОО «Jana Oil Service»

- Цементировочный агрегат ЦА-320 (№1390-1397),
- Подъемный агрегат АПРС-40 (№1398-1408),
- ППУ (№1409-1411),
- ПАП-60/80 (№1412-1414).

Новые источники были добавлены на основании п.6 ст.12 Экологического Кодекса РК.

В соответствии с протоколом Департамента экологии по Мангистауской области от 22.04.2025 года, предусматривающим снижение нормативов выбросов не менее чем на 20 %, предприятием разработан комплекс мероприятий, направленных на уменьшение негативного воздействия на окружающую среду были **ликвидированы источники**:

ТОО «Кезби» - АПРС-40 (№1070-1074, 1304), А-50 (№1075), АПРС-50 (№1305, № 1330), БАРС-40 (№1306), БАРС-50 (№1307), ХЖ-450 (№1308), ТД-100 (№1309), ТД-125 (№1310), Сварочные работы (№6694), САГ АДД 4004 (№1173-1174), Сварочные работы и газовая резка (№6492-6495), Емкость для сбора шлама (№6520), Цементировочный агрегат ЦА-320 (№1136-1138, №1329), Передвижная паровая установка (ППУ) (№1195).

Предыдущий проект-корректировка НДВ был разработан на 2026-2027 года (экологическое разрешение на воздействие для объектов I категории №KZ73VCZ14622118 от 19.12.2025 г. представлено в приложении 6).

Проект НДВ разработан на основании инвентаризации источников выбросов вредных веществ в атмосферу по состоянию на март 2026 года с целью учета всех источников выделения загрязняющих веществ, состава и количества выбросов.

Проект нормативов допустимых выбросов разработан сроком на 2026-2028 гг.

Работа по определению уровня воздействия выбросов вредных веществ на загрязнение атмосферного воздуха проводилась в два этапа:

1. Инвентаризация существующих источников выбросов.
2. Разработка проекта НДВ (корректировка).

Состав проекта нормативов эмиссий в части выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду разработан согласно Приложения 3 к «Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду» № 63 от 10.03.2021 года. Проект разрабатывается сроком на три года.

Проект нормативов эмиссий загрязняющих веществ в атмосферу для НГДУ-2 АО «Озенмунгаз» разработан ТОО «ГеоПроект» на основании договора.

Основные виды деятельности НГДУ-2 АО «Озенмунгаз» разработка и добыча углеводородного сырья; транспортировка и реализация нефти, газа и продуктов их переработки и другие виды деятельности в соответствии с Уставом компании и имеющимися лицензиями.

Проект нормативов эмиссий включает в себя общие сведения об операторе и характеристику применяемого оборудования, расчет количественных характеристик выбросов загрязняющих веществ, план мероприятий по снижению выбросов в период неблагоприятных условий, уточнение границ области воздействия объекта, а также нормативы выбросов загрязняющих веществ.

По данным действующего проекта у оператора функционировало:

- в 2026-2027 гг. – 1485 источников выбросов вредных веществ в атмосферу, из них 783 – организованных, 702 – неорганизованных, в том числе, 2 – залповых источников выброса, суммарные выбросы составляли - 1354,59251 т/год.

По данным разрабатываемого проекта с учетом перспективы развития в целом у оператора будет функционировать:

- в 2026-2028 гг. – 1576 источников выбросов вредных веществ в атмосферу, из них 838 – организованных, 738 – неорганизованных, в том числе, 2 – залповых источников выброса.

Количество выбрасываемых вредных веществ – 38, с 1 по 4 класс опасности.

Суммарные выбросы загрязняющих веществ от источников оператора на 2026-2028 года, подлежащие нормированию, составляют:

- 2026-2028 гг – 1630,906545 т/год,

Залповый максимальный разовый выброс загрязняющих веществ составляет:

- в 2026-2028 году – 2,28973521 г/с.

Согласно представленным данным по НГДУ-2, в анализируемый период 2023–2027 гг. наблюдается устойчивая тенденция к снижению фактических выбросов загрязняющих веществ относительно установленных лимитов (Приложение 12). Это свидетельствует о проводимой на предприятии работе по оптимизации технологических процессов, снижению утечек углеводородов и внедрению мероприятий по повышению экологической эффективности. Сравнительный анализ выбросов загрязняющих веществ (лимит/факт) за последние 3 года представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнительный анализ выбросов загрязняющих веществ (лимит/факт)

**Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) для НГДУ-2
АО «Озенмунайгаз» на 2026-2028 года (корректировка)**

	2023		2024		2025	
	Лимит	Факт	Лимит	Факт	Лимит	Факт
НГДУ-2	<u>1368,81917</u>	<u>880,07177</u>	<u>1454,92861</u>	<u>1574,483119</u>	<u>1587,12866</u>	<u>718,45885</u>

Согласно п. 19 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» максимальные разовые залповые выбросы (г/с) не нормируются ввиду их кратковременности и в расчетах рассеивания вредных веществ в атмосфере не учитываются. Суммарная за год величина залповых выбросов нормируется при установлении общего годового выброса с учетом штатного (регламентного) режима работы оборудования (т/год).

Согласно п. 24 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» максимальные разовые выбросы газовой смеси от двигателей передвижных источников грамм в секунду (г/с) учитываются в целях оценки воздействия на атмосферный воздух, так как работа данных передвижных источников связана с их стационарным расположением. Валовые выбросы от двигателей передвижных источников тонн в год (т/год) не нормируются и в общий объем выбросов вредных веществ не включаются, нормированию не подлежат.

Плата за эмиссии в окружающую среду от стационарных и передвижных источников осуществляется согласно гл. 71. Ст. 576 Кодекса Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» (Налоговый кодекс).

Расчеты приземных концентраций загрязняющих веществ проводились по программному комплексу «ЭРА v3.0», НПО «Логос-Плюс» (г. Новосибирск), согласованному ГГО им. Войкова (г. Санкт-Петербург) и рекомендованному к применению МООС Республики Казахстан. Результаты расчетов рассеивания приземных концентраций приводятся в проекте в виде таблиц и карт рассеивания (приложение 4).

В соответствии с методикой по определению нормативов допустимых выбросов, выбросы загрязняющих веществ оператора принимаются как допустимые, так как максимальные приземные концентрации вредных веществ не превышают установленные ПДК для населенных мест.

В соответствии с «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», приказа и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года №ҚР ДСМ-2 (приложение №1, раздел 3, п. 11, пп. 4) для Нефтегазодобывающего управления №2 (НГДУ-2) АО «Озенмунайгаз» нормативная СЗЗ для НГДУ-2 составляет 1000 метров.

4. СОДЕРЖАНИЕ

2.	Список исполнителей.....	2
3.	Аннотация.....	3
5.	Введение.....	7
6.	Общие сведения об операторе.....	8
7.	Характеристика оператора, как источника загрязнения атмосферы.....	9
7.1	Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования с точки зрения загрязнения атмосферы	9
7.2	Краткая характеристика существующих установок очистки газа, укрупненный анализ их технического состояния и эффективности работы.....	22
7.3	Оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню в стране и мировому опыту.....	22
7.4	Перспектива развития.....	23
7.5	Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ...	23
7.6	Характеристика аварийных и залповых выбросов.....	23
7.7	Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу	25
7.8	Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/год), принятых для расчета НДВ.....	29
8.	Проведение расчетов рассеивания.....	30
9.	Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ).....	32
10.	Контроль за соблюдением нормативов.....	34
	Список литературы.....	35
Приложения		
1	Бланк инвентаризации источников выбросов загрязняющих вредных веществ в атмосферу	
2	Расчет валовых выбросов загрязняющих веществ по источникам выделения	
3	План-график контроля на предприятии за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов	
4	Результаты расчета полей приземных концентраций ЗВ и карты рассеивания	
5	Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу	
6	Экологическое разрешение на воздействие для объектов I категории	
7	Лицензия ТОО «ГеоПроект» на природоохранное проектирование и нормирование	
8	Параметры выбросов загрязняющих веществ	
9	Справка РГП «Казгидромет»	
10	Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	
11	Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ и Характеристика выбросов вредных веществ в	
12	Сравнительный анализ загрязняющих веществ	
13	Протокол общественных слушаний	

5. ВВЕДЕНИЕ

Предприятием разработчиком проекта нормативов эмиссий загрязняющих веществ в атмосферу для НГДУ-2 АО «Озенмунайгаз» является ТОО «ГеоПроект» (государственная лицензия представлена в Приложении 7).

Основанием для выполнения настоящей работы является договор, заключенный между АО «Озенмунайгаз» и ТОО «ГеоПроект».

При установлении нормативов допустимых выбросов (НДВ) учитывались физико-географические и климатические условия местности, месторасположение обследуемого предприятия и окружающих его объектов.

Состав и содержание проекта нормативов эмиссий загрязняющих веществ в атмосферу от источников выбросов выполнен с учетом требований основных нормативных документов:

- Экологического кодекса Республики Казахстан от 02 января 2021 года;
- «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10.03.2021 г. № 63).

Дополнительная нормативно-техническая литература, использованная при разработке проекта нормативов эмиссий приведена в списке литературы.

Разработчик проекта нормативов эмиссий (НДВ)	Заказчик проекта нормативов эмиссий (НДВ)
ТОО «ГеоПроект» Юридический адрес: Казахстан, г. Атырау, мкр. Сарыкамыс, ул. Лашын, д.19 e-mail: info@geoproject.kz тел/факс: +7 701 999 32 52 БИН: 980740004456	Акционерное общество (АО) «Озенмунайгаз» Юридический и фактический адрес: РК, Мангистауская область, г. Жанаозен, ул. Сатпаева, 3. тел/факс: 8(72934) 63-110, 63-376 БИН 120 240 020 997

6. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ

Нефтегазодобывающее управление № 2 (НГДУ-2) является структурным подразделением АО «Озенмунайгаз».

Почтовый адрес предприятия: РК, Мангистауская область, г. Жанаозен, ул. Сатпаева, 3.

Территория деятельности НГДУ-2 размещается к северу в 8 км от г. Жанаозен на контрактной территории АО «Озенмунайгаз». В зоне влияния выбросов НГДУ селитебные, курортные и иные охраняемые зоны отсутствуют. С восточной стороны к территории предприятия прилегают производственные площадки НГДУ-1 и с южной – территория промзоны АО «Озенмунайгаз».

Нефтегазодобывающее управление № 2 (НГДУ-2) осуществляет свою деятельность на месторождении «Озен». Главной задачей НГДУ-2 является добыча сырой нефти и попутного газа.

7. ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЕРАТОРА, КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

7.1 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования с точки зрения загрязнения атмосферы

Нефтегазодобывающие управления НГДУ-1, НГДУ-2, НГДУ-3, НГДУ-4 акционерного общества «Озенмунайгаз» являются основным производственными подразделениями, деятельностью которых является добыча сырой нефти и газа на месторождениях Узень и Карамандыбас и перекачки добытой нефти в УПНиПО.

Нефтегазодобывающее управление 2 включает следующие цеха (ЦДНГ):

- ЦДНГ-3, ЦДНГ-9, ЦДНГ-12, ЦППД-2, ЦПРС.

В целом, по АО «Озенмунайгаз», добыча углеводородов идет нарастающими темпами. Обводненность добываемой нефти по АО «Озенмунайгаз» с течением времени удерживается на уровне 80-90 %.

Нефть характеризуется высоким содержанием парафинов, низким содержанием серы.

Основные физико-химические свойства нефти:

- плотность 0,854-0,856 г/куб. см;
- вязкость при 50 °С 13,0 куб. м/с;
- температура застывания +30-33 °С;
- содержание: серы – 0,2 %, смол силикогелевых – 13,8-19,3 %, парафинов – 17-20 %, асфальтенов – 0,9-2,2 %, нефтяные кислоты – 0,007 мг/л;
- коксуетость – 2,2-50.

Таблица-7.1 Потребление и добыча нефти и газа

Наименование	2022		2023		2024		2025	
	План	Факт	План	Факт	План	Факт	План	Факт
Добыча нефти млн./тн	1 251,20	1 176,28	1 118,83	1 123,93	1 192,29	1 174,10	1 128,11	1 089,17
Добыча газа млн./м³	112 608	105 079	96 636	95 033	100 748	103 501	85 557	87 474
Потребление газа млн./м³	72 457	73 751	72 458	75 899	72 485	78 325	54 860	63 033

Нефть с содержанием газа и воды (флюид) поднимается из скважины глубинными насосами и поступает на замерную установку (ЗУ) для замера дебита скважины. От ЗУ нефть подается на групповую установку (ГУ), где через буферную емкость попадает в газосепаратор.

В сепараторе происходит первичное отделение газа от нефти. Нефть откачивается насосами узла учета (УУ) и после подогрева в печи направляется на площадку УПНиПО. Попутный газ по газопроводу направляется на площадку ТОО «КазГПЗ». Газ характеризуется высоким содержанием метана и пропана, отсутствием серных соединений, низким содержанием азота и кислорода. Процесс добычи и транспортировки газа и нефти сопровождается выделением паров нефти и газа (через неплотности оборудования, ЗРА, емкости хранения, свечи емкостей, участки замазученного грунта, полигон ТПО). Для расчета валового выброса загрязняющих веществ в атмосферу с парами нефти, их состав принимается в следующем виде:

- сероводород – 0,06 %;
- углеводороды C₁-C₅ – 72,46 %;
- углеводороды C₆-C₁₀ – 26,8 %;
- бензол – 0,35 %;

- ксилол – 0,11 %;
- толуол – 0,22 %.

При транспортировке нефти необходимый подогрев производится в печах различных типов. В качестве топлива используются попутный газ или очищенный природный газ.

Технологическая схема сбора нефти и газа НГДУ-2 также является типовой, и осуществляются по следующей схеме:

- на месторождениях используется однетрубная герметизированная система сбора добываемой нефти, по которой добытый флюид поступает на замерную установку (ЗУ). Замер дебита добывающих скважин на ЗУ осуществляется установками «Спутник». Количество скважин, подключенных к замерной установке «Спутник» составляет от 6 до 20 скважин;

- после замерной установки флюид поступает на групповую установку ГУ. На каждую площадку ГУ поступает флюид с 1-5 замерных установок. Технологическое оборудование ГУ обеспечивает первичную подготовку нефти и газа, транспортирование обводнённой нефти в осевой коллектор, транспортирование попутного газа в осевой коллектор;

- далее по осевому коллектору нефть поступает на УПСВ УПНиПО для подготовки её до качества товарной нефти.

НГДУ-2

В состав НГДУ-2 входят:

1. Цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ-3, ЦДНГ-9, ЦДНГ-12), занимающиеся добычей и внутри промысловой транспортировкой нефти.
2. Цех поддержания пластового давления (ЦППД) занимающийся закачкой воды в пласт.
3. Цех по подземному ремонту скважин (ЦПРС).
4. Цех производственного обслуживания (ЦПО).
5. Цех исследовательских работ.

Источниками организованных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются печи подогрева нефти, дренажные емкости, дизельные установки САГ АДД4004, котлы отопительные, подъемные агрегаты, оборудование для выполнения подземных работ.

К неорганизованным источникам выбросов относятся оборудование насосных, замерных установок, скважин, буферные емкости, газосепараторы, участки замазученного грунта, коллекторы Кармасс, приустьевые колодцы, ванны депарафинизации, полигон ВХТПО, сварочные работы, емкости для сбора шлама.

ЦДНГ-3

Печи ПП-0,63 – источники № 0001, 0002, 0011, 0022, 0057, 0859, 0860. Время работы каждой печи 24 ч/сут., 7200 ч/год. Расход газа на 1 топку составляет 60,75 кг/час. Выбросы метана, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы, оксида углерода осуществляются через трубы высотой 6,3 м и диаметром 0,325 м каждая.

Печи трубчатые ПТ-2,5 – источники № 0003. Время работы печи 24 ч/сут., 7200 ч/год. Расход газа на 1 топку составляет 202,5 кг/час. Выбросы метана, диоксида азота, диоксида серы, оксида азота, оксида углерода осуществляются через трубу высотой 9,5 м и диаметром 0,53 м.

Печи УН-0,2 – источники №№0004, 0007, 0015, 0020, 0028, 0029, 0039, 0046, 0049,

0051, 0053-0056, 0059-0063, 0065, 0067, 0076, 0078- 0081, 0083, 0084, 0458, 0461- 0467, 0751, 0753- 0755, 0757, 0787, 0788, 0809, 0820, 0844, 0845, 0848-0852, 0891, 0892, 0896, 0897. Время работы каждой печи 24 ч/сут., 7200 ч/год. Расход газа на 1 топку составляет 20,25 кг/час. Выбросы метана, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы, оксида углерода осуществляются через трубы высотой 5,5 м и диаметром 0,325 м каждая.

Печь трубчатая ПТ-3,5 – источник № 0025. Время работы печи 24 ч/сут., 7200 ч/год. Расход газа на 1 топку составляет 303,75 кг/час. Выбросы метана, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы, оксида углерода осуществляются через трубу высотой 9,5 м и диаметром 0,53 м.

Печь трубчатая ПНЭ-2,7 – источник № 0890, 0893, 1010, 1011. Время работы печи 24 ч/сут., 7200 ч/год. Расход газа на 1 топку составляет 337,5 кг/час. Выбросы метана, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы, оксида углерода осуществляются через трубы высотой 10,5 м и диаметром 1,016 м каждая.

Дренажные емкости ГУ – источники № 0224-0229, 0257, 0274, 0419. Время работы каждой емкости 24 ч/сут., 8760 ч/год. Объем каждой емкости 50 м³. Количество нефти закачиваемой в течение года – 43 тонны. Выбросы сероводорода, смеси углеводородов предельных C₁-C₅, смеси углеводородов предельных C₆-C₁₀, бензола, метилбензола, диметилбензола осуществляются через свечи диаметром 0,05 м на высоте 1,5 м каждая.

Дренажные емкости на устьях скважин – источники №0244-0256, 0258, 0261-0273, 0275-0286, 0288-0289, 0411-0416, 0418, 0420-0428, 0802, 0803, 0805-0808, 0847, 0888, 0894, 0895, 0898-0907, 1014-1034, 1053-1055. Время работы каждой емкости 24 ч/сут., 8760 ч/год. Объем каждой емкости 10 м³. Количество нефти закачиваемой в течение года – 10 тонн. Выбросы сероводорода, смеси углеводородов предельных C₁-C₅, смеси углеводородов предельных C₆-C₁₀, бензола, метилбензола, диметилбензола осуществляются через свечи диаметром 0,05 м на высоте 1,5 м каждая.

Приустьевые колодцы объемом 8 м³ – источники № 6057-6085, 6237-6276, 6349-6350, 6352-6353, 6358, 6362-6363, 6369, 6379, 6387, 6390, 6392, 6393, 6395, 6397, 6399, 6400, 6402, 6404, 6405, 6453-6458, 6469-6476. Время работы каждой емкости 24 ч/сут., 8760 ч/год. Объем каждой емкости 8 м³. Количество нефти закачиваемой в течение года – 13 тонн. Выбросы сероводорода, смеси углеводородов предельных C₁-C₅, смеси углеводородов предельных C₆-C₁₀, бензола, метилбензола, диметилбензола осуществляются неорганизованно.

ЗРА и ФС оборудования – источники № 6001-6006, 6031. Время работы оборудования 24 ч/сут., 8760 ч/год. Выбросы сероводорода, смеси углеводородов предельных C₁-C₅, смеси углеводородов предельных C₆-C₁₀, бензола, метилбензола, диметилбензола, метана, изобутана, пентана осуществляются через неплотности работающего оборудования.

Сварочные работы

Для выработки электроэнергии при ведении сварочных работ используются дизельные установки АДД-4004 мощностью 37 кВт. Время работы каждой установки – 8 ч/сут., 3800 ч/год. Расход дизельного топлива на каждую установку – 9,120 т/год. Выброс загрязняющих веществ происходит через выхлопные трубы диаметром 0,05 м на высоте 2,1 м каждая (источники № 0445, 0446).

Для ведения сварочных работ используются сварочные агрегаты на базе АДД-4004. Расход электродов марки УОНИ13/55 каждым агрегатом – 1095 кг/год. Время работы – 8 ч/сут, 2000 ч/год. Выброс загрязняющих веществ происходит неорганизованно (источники № 6021, 6022).

ЦДНГ-9

Печи ПП-0,63 – источники №0068, 0071, 0096, 0097, 0107, 0108, 0112, 0122, 0748, 0749. Время работы каждой печи 24 ч/сут., 7200 ч/год. Расход газа на 1 топку составляет 60,75 кг/час. Выбросы метана, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы, оксида углерода осуществляются через трубы на высоте 6,3 м и диаметром 0,325 м каждая.

Печи трубчатые ПТ-2,5 – источники № 0133. Время работы каждой печи 24 ч/сут., 7200 ч/год. Расход газа на 1 топку составляет 202,5 кг/час. Выбросы метана, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы, оксида углерода осуществляются через трубы на высоте 9,5 м и диаметром 0,53 м каждая.

Печи УН-0,2 – источники №0087, 0090, 0091, 0093, 0095, 0101, 0102, 0106, 0111, 0118, 0125-0129, 0131, 0134-0136, 0138-0142, 0146, 0171, 0199, 0474, 0475, 0747, 0761, 0762, 0766, 0776, 0782, 0789, 0791, 0793, 0794, 0813-0815, 0817-0819, 0846, 0853-0856, 0868, 0869, 0910, 0927, 0930, 0931, 0998, 1002, 1003, 1005, 1006, 1009. Время работы каждой печи 24 ч/сут., 7200 ч/год. Расход газа на 1 топку составляет 20,25 кг/час. Выбросы метана, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы, оксида углерода осуществляются через трубы на высоте 5,5 м и диаметром 0,325 м каждая.

Печь трубчатая ПТ-3,5 – источник № 0086. Время работы печи 24 ч/сут., 8760 ч/год. Расход газа на 1 топку составляет 303,75 кг/час. Выбросы метана, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы, оксида углерода осуществляются через трубу на высоте 9,5 м и диаметром 0,53 м.

Печи трубчатые ПТ-1,5 – источники № 0109, 0115, 0999. Время работы каждой печи 24 ч/сут., 7200 ч/год. Расход газа на 1 топку составляет 202,5 кг/час. Выбросы метана, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы, оксида углерода осуществляются через трубы на высоте 9,5 м и диаметром 0,53 м каждая.

Печь трубчатая ПНЭ-2,7 – источник № 0812, 0864. Время работы печи 24 ч/сут., 7200 ч/год. Расход газа на 1 топку составляет 337,5 кг/час. Выбросы метана, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы, оксида углерода осуществляются через трубы на высоте 10,5 м и диаметром 1,016 м каждая.

Дренажные емкости ГУ – источники №0230-0236. Время работы каждой емкости 24 ч/сут., 8760 ч/год. Объем каждой емкости 50 м³. Количество нефти закачиваемой в течение года – 43 тонны. Выбросы сероводорода, смеси углеводородов предельных C₁-C₅, смеси углеводородов предельных C₆-C₁₀, бензола, метилбензола, диметилбензола осуществляются через свечи диаметром 0,05 м на высоте 1,5 м каждая.

Дренажные емкости на устьях скважин – источники № 0290-0292, 0294-0311, 0314, 0317, 0319, 0321-0341, 0345, 0351, 0353-0354, 0406-0410, 0435-0441, 0908-0909, 0911-0916-0926, 0928-0929, 1043-1052. Время работы каждой емкости 24 ч/сут., 8760 ч/год. Объем каждой емкости 10 м³. Количество нефти закачиваемой в течение года – 10 тонн. Выбросы сероводорода, смеси углеводородов предельных C₁-C₅, смеси углеводородов предельных C₆-C₁₀, бензола, метилбензола, диметилбензола осуществляются через свечи диаметром 0,05 м на высоте 1,5 м каждая.

Приустьевые колодцы объемом 8 м³ – источники № 6086-6145, 6215-6218, 6221-6225, 6277-6323, 6343-6346, 6348, 6351, 6354-6357, 6360-6361, 6364-6367, 6371, 6374, 6375, 6377, 6378, 6382-6384, 6389, 6394, 6396, 6398, 6403, 6406, 6460-6465, 6477-6488, 6504-6513. Время работы каждой емкости 24 ч/сут., 8760 ч/год. Объем каждой емкости 8 м³. Количество нефти закачиваемой в течение года – 13 тонн. Выбросы сероводорода, смеси углеводородов предельных C₁-C₅, смеси углеводородов предельных C₆-C₁₀, бензола, метилбензола, диметилбензола осуществляются неорганизованно.

ЗРА и ФС оборудования – источники №6007-6013, 6032. Время работы оборудования 24 ч/сут., 8760 ч/год. Выбросы сероводорода, смеси углеводородов предельных C₁-C₅, смеси углеводородов предельных C₆-C₁₀, бензола, метилбензола, диметилбензола, метана, изобутана, пентана осуществляются через неплотности работающего оборудования.

Сварочные работы

Для выработки электроэнергии при ведении сварочных работ используются дизельные установки АДД-4004 мощностью 37 кВт. Время работы каждой установки – 8 ч/сут., 3800 ч/год. Расход дизельного топлива на каждую установку – 9,120 т/год. Выброс загрязняющих веществ происходит через выхлопные трубы диаметром 0,05 м на высоте 2,1 м каждая (источники № 0447, 0448).

Для ведения сварочных работ используются сварочные агрегаты на базе АДД-4004. Расход электродов марки УОНИ13/55 каждым агрегатом – 1095 кг/год. Время работы – 8 ч/сут. 2040 ч/год. Выброс загрязняющих веществ происходит неорганизованно (источники № 6037, 6038).

ЦДНГ-12

Печи ПП-0,63 – источники № 0070, 0168, 0178, 0179, 0195, 0196, 0471. Время работы каждой печи 24 ч/сут., 7200 ч/год. Расход газа на 1 топку составляет 60,75 кг/час. Выбросы метана, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы, оксида углерода осуществляются через трубы на высоте 6,3 м и диаметром 0,325 м каждая.

Печи трубчатые ПТ-2,5 – источники № 0145, 0169, 0181, 0203. Время работы каждой печи 24 ч/сут., 7200 ч/год. Расход газа на 1 топку составляет 202,5 кг/час. Выбросы метана, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы, оксида углерода осуществляются через трубы на высоте 9,5 м и диаметром 0,53 м каждая.

Печи УН-0,2 – источники №0157, 0161, 0170, 0173, 0175, 0176, 0177, 0184, 0185, 0192, 0193, 0200, 0205, 0472, 0763, 0764, 0767, 0768, 0771, 0772, 0773, 0774, 0775, 0795, 0816, 0857, 0858, 0960. Время работы каждой печи 24 ч/сут., 7200 ч/год. Расход газа на 1 топку составляет 20,25 кг/час. Выбросы метана, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы, оксида углерода осуществляются через трубы на высоте 5,5 м и диаметром 0,325 м каждая.

Печи трубчатые ПТ-1,5 – источники № 0160, 0202. Время работы каждой печи 24 ч/сут., 7200 ч/год. Расход газа на 1 топку составляет 202,5 кг/час. Выбросы метана, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы, оксида углерода осуществляются через трубы на высоте 9,5 м и диаметром 0,53 м каждая.

Печь трубчатая ПНЭ-2,7 – источники № 0865, 0889. Время работы печи 24 ч/сут., 7200 ч/год. Расход газа на 1 топку составляет 337,5 кг/час. Выбросы метана, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы, оксида углерода осуществляются через трубы на высоте 10,5 м и диаметром 1,016 м каждая.

Дренажные емкости ГУ – источники № 0237-0242, 0434, 0958-0959, 0983. Время работы каждой емкости 24 ч/сут., 8760 ч/год. Объем каждой емкости 50 м³. Количество нефти закачиваемой в течение года – 43 тонны. Выбросы сероводорода, смеси углеводородов предельных C₁-C₅, смеси углеводородов предельных C₆-C₁₀, бензола, метилбензола, диметилбензола осуществляются через свечи диаметром 0,05 м на высоте 1,5 м каждая.

Дренажные емкости на устьях скважин – источники №0355-0362, 0364-0370, 0372-0383, 0386-0387, 0389-0405, 0429-0433, 0932-0957, 0961-0982, 0984-0997, 1035-1042. Время работы каждой емкости 24 ч/сут., 8760 ч/год. Объем каждой емкости 10 м³. Количество нефти закачиваемой в течение года – 10 тонн. Выбросы сероводорода, смеси

углеводородов предельных C_1-C_5 , смесь углеводородов предельных C_6-C_{10} , бензола, метилбензола, диметилбензола осуществляются через свечи диаметром 0,05 м на высоте 1,5 м каждая.

Приустьевые колодцы объемом 8 м³ – источники № 6146-6173, 6226, 6229-6232, 6234-6236, 6324-6342, 6347, 6359, 6368, 6370, 6372, 6373, 6376, 6380, 6381, 6385, 6386, 6388, 6391, 6401, 6466-6468, 6514-6518. Время работы каждой емкости 24 ч/сут., 8760 ч/год. Объем каждой емкости 8 м³. Количество нефти закачиваемой в течение года – 13 тонн. Выбросы сероводорода, смеси углеводородов предельных C_1-C_5 , смеси углеводородов предельных C_6-C_{10} , бензола, метилбензола, диметилбензола осуществляются неорганизованно.

ЗРА и ФС оборудования – источники № 6014-6020, 6033. Время работы оборудования 24 ч/сут., 8760 ч/год. Выбросы сероводорода, смеси углеводородов предельных C_1-C_5 , смеси углеводородов предельных C_6-C_{10} , бензола, метилбензола, диметилбензола, метана, изобутана, пентана осуществляются через неплотности работающего оборудования.

Сварочные работы

Для выработки электроэнергии при ведении сварочных работ используются дизельные установки АДД-4004 мощностью 37 кВт. Время работы каждой установки – 8 ч/сут., 3800 ч/год. Расход дизельного топлива на каждую установку – 9,120 т/год. Выброс загрязняющих веществ происходит через выхлопные трубы диаметром 0,05 м на высоте 2,1 м каждая (источники № 0449, 0450).

Для ведения сварочных работ используются сварочные агрегаты на базе АДД-4004. Расход электродов марки УОНИ13/55 каждым агрегатом – 1095 кг/год. Время работы – 8 ч/сут., 2040 ч/год. Выброс загрязняющих веществ происходит неорганизованно (источники № 6039, 6040).

ЦППД-2

Печи ЦП-0,63 – источники № 0206-0217, 0785-0786, 0862-0863, 1000-1001. Время работы каждой печи 24 ч/сут., 8760 ч/год. Расход газа на 1 топку составляет 60,75 кг/час. Выбросы метана, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы, оксида углерода осуществляются через трубы на высоте 6,3 м и диаметром 0,325 м каждая.

Сварочные работы

Для выработки электроэнергии при ведении сварочных работ используются дизельные установки АДД-4004 мощностью 37 кВт. Время работы каждой установки – 8 ч/сут., 3800 ч/год. Расход дизельного топлива на каждую установку – 9,120 т/год. Выброс загрязняющих веществ происходит через выхлопные трубы диаметром 0,05 м на высоте 2,1 м каждая (источники № 0443, 0784).

Для ведения сварочных работ используются сварочные агрегаты на базе АДД-4004. Расход электродов марки УОНИ13/55 каждым агрегатом – 1095 кг/год. Время работы – 8 ч/сут., 2040 ч/год. Выброс загрязняющих веществ происходит неорганизованно (источники № 6029, 6052).

ЦПРС-2

Ванна (горелки ЦП-0,63) – источники № 0796-0801. Время работы каждой печи 24 ч/сут., 8760 ч/год. Расход газа на 1 топку составляет 60,75 кг/час. Выбросы метана, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы, оксида углерода осуществляются через трубы на высоте 6,3 м и диаметром 0,325 м каждая.

Сварочные работы

Для ведения сварочных работ используется сварочный агрегат на базе АДД-4004. Расход электродов марки УОНИ13/55 – 1095 кг/год. Время работы – 8 ч/сут., 2040 ч/год. Выброс загрязняющих веществ происходит неорганизованно (источник № 6047).

Ванны депарафинизации (емкость)

Для депарафинизации труб в ЦПРС используются три ванны – источники № 6034-6036. Время работы каждой ванны – 24 ч/сут., 8760 ч/год. Выбросы сероводорода, смеси углеводородов предельных C₁-C₅, смеси углеводородов предельных C₆-C₁₀, бензола, метилбензола, диметилбензола происходят неорганизованно.

ЗРА и ФС ванн депарафинизации – источник № 6214. Время работы оборудования 24 ч/сут., 8760 ч/год. Выбросы сероводорода, смеси углеводородов предельных C₁-C₅, смеси углеводородов предельных C₆-C₁₀, бензола, метилбензола, диметилбензола, метана, изобутана, пентана осуществляются через неплотности работающего оборудования.

ЦПО-2

Сварочные работы

Для выработки электроэнергии при ведении сварочных работ используются дизельные установки АДД-4004 мощностью 37 кВт. Время работы каждой установки – 8 ч/сут., 3800 ч/год. Расход дизельного топлива на каждую установку – 9,120 т/год. Выброс загрязняющих веществ происходит через выхлопные трубы диаметром 0,05 м на высоте 2,1 м каждая (источники № 0451-0456).

Для ведения сварочных работ используются сварочные агрегаты на базе АДД-4004. Расход электродов марки УОНИ13/55 каждым агрегатом – 1095 кг/год. Время работы – 8 ч/сут., 2040 ч/год. Выброс загрязняющих веществ происходит неорганизованно (источники № 6023-6028).

Контора НГДУ-2

Для отопления административных зданий НГДУ-2 используется котел отопительный Вуран. В качестве топлива используется природный газ. Расход газа – 95 680 м³/год. Выбросы метана, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы, оксида углерода происходят через трубу диаметром 0,25 м на высоте 15 м (источник № 0781).

Для резервного ототпления административных зданий НГДУ-2 используется котел отопительный Вуран. В качестве топлива используется природный газ. Расход газа – 40 976 м³/год. Выбросы метана, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы, оксида углерода происходят через трубу диаметром 0,25 м на высоте 15 м (источник №1215).

Столовые НГДУ-2

Для отопления столовых НГДУ-2 используется котел отопительный Вуран. В качестве топлива используется природный газ.

- ЦДНГ-3, источник №1216 - Расход газа – 63 940 м³/год;
- ЦДНГ-3, источник №1217 (резервный) - Расход газа – 27 383 м³/год;
- ЦДНГ-9, источник №1218 - Расход газа – 95 680 м³/год;
- ЦДНГ-9, источник №1219 (резервный) - Расход газа – 40 976 м³/год;
- ЦДНГ-12, источник №1220 - Расход газа – 127 504 м³/год;
- ЦДНГ-12, источник №1221 (резервный) - Расход газа – 54 704 м³/год;

Выбросы метана, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы, оксида углерода происходят через трубы диаметром 0,25 м на высоте 15 м.

Территория НГДУ-2

Печи УН-0,2 – источники №1012, 1099, 1100, 1101, 1102. Время работы каждой печи 24 ч/сут., 7200 ч/год. Расход газа на 1 топку составляет 20,25 кг/час. Выбросы метана, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы, оксида углерода осуществляются через трубы на высоте 6,3 м и диаметром 0,325 м каждая.

Печь трубчатая ПНЭ-2,7 – источники №1103-1104. Время работы печи 24 ч/сут., 7200 ч/год. Расход газа на 1 топку составляет 337,5 кг/час. Выбросы метана, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы, оксида углерода осуществляются через трубы на высоте 10,5 м и диаметром 1,016 м каждая.

Печи ПП-0,63 – источники №1013, 1234. Время работы каждой печи 24 ч/сут., 7200 ч/год. Расход газа на 1 топку составляет 60,75 кг/час. Выбросы метана, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы, оксида углерода осуществляются через трубы на высоте 6,3 м и диаметром 0,325 м каждая.

Приустьевые колодцы объемом 8 м³ – источники №6546-6570. Время работы каждой емкости 24 ч/сут., 8760 ч/год. Объем каждой емкости 8 м³. Количество нефти закачиваемой в течение года – 13 тонн. Выбросы сероводорода, смеси углеводородов предельных C₁-C₅, смеси углеводородов предельных C₆-C₁₀, бензола, метилбензола, диметилбензола осуществляются неорганизованно.

Ремонтные работы

При проведении ремонтных работ на территории НГДУ-2 используются следующие ЛКМ:

- краска ПФ-115 – 19,8 т/год;
- пудра алюминиевая – 0,3 т/год;
- олифа – 0,3 т/год;
- краска фасадная – 0,6 т/год;
- растворитель уайт-спирит – 0,3 т/год;
- праймер битумный – 2,0 т/год.

Нанесение ЛКМ осуществляется с помощью кисти. Выброс загрязняющих веществ происходит неорганизованно (источники № 6424 001-006).

Также для проведения ремонтных работ на территории НГДУ-2 используются следующие материалы:

- цемент строительный – 5,0 т/год;
- щебень (фр. 5-20 мм) – 50 м³;
- известь негашеная – 3,0 т/год.

Инертные строительные материалы на территории НГДУ-2 не хранятся, а завозятся непосредственно перед использованием. Выброс загрязняющих веществ происходит неорганизованно (источники № 6424 007-009).

Залповые выбросы

Сбросные свечи печей подогрева – (ист.№ 6050). Время работы – 0,30 ч/сут., 100 ч/год. Расход д/т – 0,2 т/год. Выброс загрязняющих веществ происходит через выхлопную трубу диаметром 0,5 м на высоте 4 м.

Пружинно-предохранительные клапаны СИБ (ист.№ 6051).

Капитальный и подземный ремонт скважин проводимых на территории НГДУ 2:

1. Для проведения подземных и капитальных ремонтов скважин с УОС-1 и УБР используются подъемные агрегаты и установки.

2. Работы ТОО " МунайФилдСервис " капитальный ремонт нефтяных и нагнетательных скважин (с целью их подготовки для проведения ГРП) и последующее освоение отремонтированных скважин

3. ТОО «ПромЭнергоСервис СВ» является подрядной сервисной компанией, которая осуществляет работы по капитальному ремонту так и по подземному ремонту добывающих, нагнетательных и водозаборных скважин.

4. ТОО "Бургылау" проводит капитальный ремонт нефтяных и нагнетательных скважин (с целью их подготовки для проведения ГРП) и последующее освоение отремонтированных скважин.

5. ТОО «Jana Oil Service» является подрядной сервисной компанией, которая осуществляет работы по капитальному ремонту так и по подземному ремонту добывающих, нагнетательных и водозаборных скважин.

6. ТОО "ОзенМунайСервис" проводит капитальный ремонт нефтяных и нагнетательных скважин. При работе компании, по мере списания будут приобретаться новые аналогичные подъемные агрегаты.

Подземные и капитальные ремонты скважин

УОС-1

Для проведения капитальных ремонтов скважин с УОС-1 работают следующие установки:

Подъемный агрегат АПРС-40 (УОС-1). Подъемный агрегат АПРС-40 служит для проведения работ по подземному ремонту скважин и предназначен для спускоподъемных операций с укладкой труб на мостки. Мощность двигателя установки 176,47 кВт. Годовой расход топлива одной установкой – 21,302 т/год. Количество задействованных агрегатов – 14 ед (1 резервный). Резервный агрегат АПРС-40НУ-1 резервный с расходом 18,526 т/год. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу осуществляются через выхлопные трубы диаметром 0,048 м на высоте 2,1 м каждая (источник №1056, 1328).

УБР

Для проведения капитальных ремонтов скважин с УБР работают следующие установки:

При текущем подземном и капитальном ремонте скважин применяются подъемные агрегаты АПРС-40 (5 шт. – источники №№1088-1091, 1326) и ПАП 60 (1 шт. – источник №1094), которые предназначены для спуско-подъемных операций с укладкой труб на мостки. Выброс загрязняющих веществ в атмосферу осуществляется через выхлопную трубу D = 0,048 м, H = 2,1 м.

ППУА – 2 ед., время работы 4380 ч/год (источник №1192-1193).

ЦА-320 – 6 ед., время работы 8760 ч/год (источник №1130-1135).

АСР – 2 ед. время работы 4380 ч/год (источник №1211, 1194).

Сварочный агрегат АДД-4004М – 1 ед. (источник №1327).

Сварочные работы и газовая резка – источник №6697.

УОС-2

Для проведения капитальных ремонтов скважин с УОС-2 работают следующие установки:

ППУА – 8 ед., время работы 4380 ч/год (источник №1184-1191).

ЦА-320 – 13 ед., время работы 4380 ч/год (источник №1117-1129).

АСР – 11 ед. время работы 4380 ч/год (источник №1176-1183, 1208-1210).

АДПМ – 1 ед. время работы 4380 ч/год (источник №1148).

СД 10/101 – 1 ед. время работы 2112 ч/год (источник №1147).
Масловоз - – 1 ед. время работы 1008 ч/год (источник №6489).

УРНОиТК

№ источника	Наименование источника	Время работы за год	Расход топлива	Расход электродов
1222	САГ АДД4004МВУ1	3650 час/год	2,8 т/год	
1223	САГ АДД4004МВУ1	3650 час/год	2,8 т/год	
1224	Инфракрасные обогреватели цеха - 1 ед	4416 час/год		
1225	Инфракрасные обогреватели цеха - 1 ед.	4416 час/год		
1227	Свечи срамливания газа ЗРА ФС	1 ед		
6531	Электросварочные работы			1500 кг/год
6532	Двухсторонний шлифовальный станок	120 час/год		
6533	Инфракрасные обогреватели (ЗРА, ФС)	4416 час/год		
6534	Пост газорезки	1825 час/год		
6535	Пост газорезки	1825 час/год		
6536	Пост газорезки	1825 час/год		
6537	Пост газорезки	1825 час/год		
1228	Агрегат сварочный 480ESW	3650 час/год	2,0 т/год	

УХиЭ

№ источника	Наименование источника	Время работы за год	Расход топлива	Примечание
1229	Печь ПП-0,63 (утрн-34)	8760 час/год	60,75 кг/час	Сухой газ
1230	Печь ПП-0,63 (утрн-34)	8760 час/год	60,75 кг/час	Сухой газ
1231	Емкость 50 м ³	8760 час/год		V - 50 м ³
1232	Насос НБ-125	3960 час/год		
6538	Емкость ОГ-200	8760 час/год		V - 150 м ³
6539	Емкость для спецраствора дезактивации (ПВХРО)	8760 час/год		V - 10 м ³
6540	Емкость для хранения солей на ПВХРО ОВД-200 (2 ед.)	8760 час/год		V - 200 м ³
6541	ЗРА и ФС газопровод	8760 час/год		
6542	ЗРА и ФС насосной №1	8760 час/год		
6543	ЗРА и ФС насосной ПВХРО	8760 час/год		
6544	Фильтр (сепаратор)	1035 час/год		
6545	Фильтр (сепаратор)	1035 час/год		

ТОО "ОзенМунайСервис"

ТОО "ОзенМунайСервис" проводит капитальный ремонт нефтяных и нагнетательных скважин.

На территории НГДУ 2 для проведения работ ОзенМунайСервис используются следующие установки: **ПАП 60/80-7 шт; АПР-60/80; БАРС-80; ПАП-100; АПР 60/80 - 2 шт.; УПА-60/80; АПР-80С** (Ист.№ 1057-1068, 1321-1322). Время работы 8760 часов в год. Расход дизельного топлива каждой установки 35 тонн в год. По мере списания будут приобретаться новые аналогичные подъемные агрегаты.

Цементирувочный агрегат (**ЦА-320**) (Ист.№1159-1167, 1324-1325) время работы 4380 ч/год.

ППУА (Ист.№ 1168) время работы 2724 ч/год

БКМ-516 на базе Камаз (ямобур) (ист.№1169), время работы 4380 ч/год.

Цементосмеситель 2СМ20 (источник №1213), время работы 3840 ч/год.

Электростанция дизельная ССМ ЭД30 (ист.№1170), время работы 2160 часов/год.

Электростанция дизельная WEICAN WE140S (ист.№1323), время работы 400 часов/год.

Сварочный агрегат АДД-4004, Denyo (ист.№1171-1172), время работы 2190 ч/год, расход топлива 12 тонн.

Сварочные работы и газорезка (Ист.№6490-6491) с расходом электродов 500 кг/год, время работы 2190 ч/год.

Желобная емкость для сбора шлама в количестве 10 штук, из которой происходит выделение углеводородов вследствие испарения при временном хранении. (ист.№6425-6433, 6696). Поверхность испарения 18 м².

ТОО «ПромЭнергоСервис СВ»

ТОО «ПромЭнергоСервис СВ» является подрядной сервисной компанией, которая осуществляет работы по капитальному ремонту так и по подземному ремонту добывающих, нагнетательных и водозаборных скважин на территории НГДУ 2

Для работ используются **Установка ЦА-320 (8 шт), Установка ППУ (3 шт)** время работы на 1шт 4032 часов в год, расход топлива на 1 штуку составляет 48,384 т/год. **БАРС-40 (5 шт), Установки АПРС-40 (3 шт.), Установка А-50 (3 шт), БАРС-50 (2 шт), Установка УПА-60 (1 шт).** Время работы 7392 часов в год., расход топлива на 1 шт 88,704 т/год.

Узел приготовления цементного раствора (14 шт), Емкость для хранения пром.отходов (14 шт), Сварочный агрегат Электросварка (электроды - УОНИ-13/45) (10 шт), Газовая резка (2 шт).

ТОО «Бургылау» (КРС)

ТОО "Бургылау" проводит капитальный ремонт нефтяных и нагнетательных скважин (с целью их подготовки для проведения ГРП) и последующее освоение отремонтированных скважин.

Для работ используются **БАРС-50 (7 шт), УПА-60/60А (2 шт), Установка А-50 МБ-4 (1 шт), Кремко-80 №327 (3 шт)**, время работы для 1 установки составляет 8760 ч/год, расход топлива на 1 шт равен 35 т/год.

Установка ЦА-320 (10 шт) время работы для 1 установки составляет 4380 ч/год, расход топлива на 1 шт равен 43,2 т/год.

ППУА-1600/100 (1 шт) время работы равно время работы для 1 установки составляет 3924 ч/год, расход топлива на 1 шт равен 76,8 т/год.

БКМ-516 на базе Камаз (ямобур) (1 шт) время работы равно время работы для 1 установки составляет 4380 ч/год, расход топлива на 1 шт равен 40 т/год.

Цементосмеситель (2СМ20) (1шт) время работы равно время работы для 1 установки составляет 3840 ч/год, расход топлива на 1 шт равен 40 т/год.

САГ АДД-4004 (1 шт) время работы равно время работы для 1 установки составляет 2190 ч/год, расход топлива на 1 шт равен 12 т/год.

Емкость для сбора шлама (13 шт), газорезка (1 шт) Время работы равно 2190 ч/год.

ТОО «Jana Oil Service»

ТОО «Jana Oil Service» является подрядной сервисной компанией, которая осуществляет работы по капитальному ремонту так и по подземному ремонту добывающих, нагнетательных и водозаборных скважин на территории НГДУ 1.

Для работ используются **Установка ЦА-320 (8 шт)** время работы равно время работы для 1 установки составляет 4032 ч/год, расход топлива на 1 шт равен 48,456 т/год, **Установки АПРС-40 (10 шт)** время работы равно время работы для 1 установки составляет 7392 ч/год, расход топлива на 1 шт равен 88,704 т/год, **ПАП-60/80 (3 шт)** время работы равно время работы для 1 установки составляет 4032 ч/год, расход топлива на 1 шт равен 48,456 т/год, **ППУ (3 шт)** время работы равно время работы для 1 установки составляет 4032 ч/год, расход топлива на 1 шт равен 48,456 т/год.

ТОО "МФС"

ТОО "МунайФилдСервис" проводит капитальный ремонт нефтяных и нагнетательных скважин (с целью их подготовки для проведения ГРП) и последующее освоение отремонтированных скважин.

На территории НГДУ 2 для проведения работ МФС работают 10 бригад и следующие установки:

Установки УПА 80 - 8 шт, БАРС 80А собраны на базе автомобиля КРАЗ-63221, КРАЗ 65101. (Ист.№ 1078-1087). Время работы 8760 часов в год. Годовой расход топлива одной установкой – 20 т/год. Работа буровых установок сопровождается выбросами в атмосферу выхлопных газов от работающего дизельного двигателя.

Цементировочный агрегат (**ЦА-320**) (Ист.№1139) время работы 8760 ч/год.

ППУА (Ист.№1198) время работы 8760 ч/год.

Прицеп насос установка 2250Е – 3 шт. (источники №1199-1201), время работы 8760 ч/год.

Прицеп тяжелов,насос установки для ГРП (источник №1202), время работы 8760 ч/год.

Блендер на полуприцепе – 2 шт. (источники №1203-1204), время работы 8760 ч/год.

Паровая установка АДПМ прицеп (источник №1206), время работы 5226 ч/год.

Краз-250 Компрессор УКП-100 (источник №1207), время работы 8760 ч/год.

Сварочный агрегат АДД-4004 (ист.№1175), время работы 12 ч/год, расход топлива 4 тонн.

Сварочные работы и газорезка (Ист.№6494) с расходом электродов 300 кг/год, время работы 2190 ч/год.

Сварочный агрегат АДД-4004 (ист.№1175), время работы 12 ч/год, расход топлива 4 тонн.

Дизельная электростанция 100 кВт, время работы 2160 ч/год, расход топлива 7 тонн.

Дизель-генератор РСД-35 - Дизель-генератор РСД-44 (ист.№1214, 1311-1320), мощность 35кВт, в случае отключения электроэнергии.

Автотранспорт подрядных организаций

БУРГЫЛАУ

Место установки	Марка/модель	Мощность, кВт	Усред. расход д/т в сутки	Усред. расход д/т в месяц
Дизель-генератор	Volvo Penta TAD1241	300	416	6239
Дизель-генератор	Volvo Penta TAD1241	300	416	6239
Дизель-генератор	Volvo Penta TAD1241	300	416	6239
Дизель-генератор	Volvo Penta TAD1241	300	416	6239
Дизель-генератор	CAT C-15	300	684	10256
Дизель-генератор	Volvo Penta TAD1241	300	416	6239
Дизель-генератор	Volvo Penta TAD1241	300	416	6239
Дизель-генератор	CAT C-15	450	684	10256
Дизель-генератор	Volvo Penta TAD1241	300	416	6239
Дизель-генератор	Volvo Penta TAD1241	300	416	6239
Дизель-генератор	Volvo Penta TAD1241	300	416	6239
Дизель-генератор	Volvo Penta TAD1241	300	416	6239
Дизель-генератор	CAT C-15	350	764	11466
Дизель-генератор	Detroit Diesel S-60	350	560	8406
Дизель-генератор	CAT C-15	450	684	10256
Дизель-генератор	CAT C-15	450	684	10256
Дизель-генератор	CAT C-15	450	684	10256
Дизель-генератор	CAT C-15	450	684	10256
Дизель-генератор	CAT C-15	450	684	10256
Дизель-генератор	Detroit Diesel S-60	350	576	8635
Дизель-генератор	Volvo Penta TAD1241	350	416	6239
Дизель-генератор	CAT 3456	300	764	11466
Дизель-генератор	CAT 3456	300	420	6302
Дизель-генератор	CAT 3406	256	466	6987
Дизель-генератор	CAT 3406	256	466	6987
	ЯМЗ-238М	176	200	3000
	ЯМЗ-238М	176	200	3000
	ЯМЗ-238М	176	200	3000
	ЯМЗ-238М	176	200	3000
	ЯМЗ-238М	176	200	3000
	ЯМЗ-238М	176	200	3000
	ЯМЗ-238М	176	200	3000
	ЯМЗ-238М	176	200	3000

**Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) для НГДУ-2
АО «Озенмунгаз» на 2026-2028 года (корректировка)**

	ЯМЗ-238М	176	200	3000
	ЯМЗ-238М	176	200	3000

Список и расход ГСМ за 2023 подъемных агрегатов, а также, вспомогательного оборудования для капитального ремонта скважин, строительство, монтаж на территории НГДУ-1,2,3,4 АО «ОМГ».							
№	Модель	Марка	Время работы, в сутки	Время работы, ч/год	Расход дизельного топлива в год, тонн	Вид работ	Дизельное топливо
Сторонние:							
ТОО "Абуев групп"							
1	Газель.	Газ 330253-244	8	240	9600	автоуслуга	Газ
2	Газель.	Газ 330253-244	8	240	9600	автоуслуга	Газ
3	Газель.	Газ 330253-244	8	240	9600	автоуслуга	Газ
5	Газель.	Газ 330253-244	8	240	9600	автоуслуга	Газ
6	Газель.	Газ 330253-244	8	240	9600	автоуслуга	Газ
7	Газель.	Газ 330253-244	8	240	9600	автоуслуга	Газ
8	Камаз.	Камаз 65116	8	240	12000	автоуслуга	Дизель
9	Камаз.	Камаз 6520	8	240	12000	автоуслуга	Дизель
10	Камаз.	Камаз 6520	8	240	12000	автоуслуга	Дизель
11	Камаз.	Камаз 5410	8	240	12000	автоуслуга	Дизель
12	Камаз.	Камаз 65116	8	240	12000	автоуслуга	Дизель
13	Камаз.	Camc NH3250G6D	8	240	12000	автоуслуга	Дизель
ТОО "Каспий транс групп"							
1	Toyota Hilux	Toyota Hilux	10	2275,5		автоуслуга	бензин, газ
2	Uaz	Uaz 3909	8	1968		автоуслуга	бензин, газ
ИП "Жардем Султанбаев"							
1	Toyota 4Runner	Toyota 4Runner	08.00-18.00	1120		автоуслуга	бензин, газ
2	Toyota Fortuner	Toyota Fortuner	08.00-18.00	1120		автоуслуга	бензин, газ
3	Lexus LX470	Lexus LX470	08.00-18.00	1120		автоуслуга	бензин, газ
4	Уаз 390945-460	Уаз 390945-460	08.00-18.00	1120		автоуслуга	бензин, газ
5	Уаз 390945	Уаз 390945	08.00-18.00	1120		автоуслуга	бензин, газ
6	UAZ 3909	UAZ 3909	08.00-18.00	1120		автоуслуга	бензин, газ
7	UAZ 390945-330	UAZ 390945-330	08.00-18.00	1120		автоуслуга	бензин, газ
ТОО "Мангыстау техносервис"							
1	Экскаватор гус-	Hyundai	8	1540	37800	автоуслуга	Дизель
2	Экскаватор гус-	Hitachi	8	1540	37800	автоуслуга	Дизель
3	Экскаватор гус-	Hitachi	8	1540	37800	автоуслуга	Дизель
3	Экскаватор гус-	Komatsu	8	1540	37800	автоуслуга	Дизель
4	Экскаватор кол.	Hyundai	8	1968	25440	автоуслуга	Дизель
6	Трубоукладчик	ЧТЗ	8	1540	18000	автоуслуга	Дизель
7	Трал с тягачом	CAMC	8	1540	17400	автоуслуга	Дизель
8	Трал с тягачом	Shahman	8	1540	17400	автоуслуга	Дизель
9	Компрессор	Д12А-525	8	944	41000	автоуслуга	Дизель
10	Кран манипулятор	Iveco	8	1540	18000	автоуслуга	Дизель
ТОО "Бейбарыс "							
1	ПАЗ	ПАЗ 32054	8	2 000		автоуслуга	газ
2	ПАЗ	ПАЗ 32054	8	2 000		автоуслуга	газ
3	ПАЗ	ПАЗ 32054	8	2 000		автоуслуга	газ
4	ПАЗ	ПАЗ 32054	8	2 000		автоуслуга	газ
5	ПАЗ	ПАЗ 32054	8	2 000		автоуслуга	газ
6	ПАЗ	ПАЗ 32054	8	2 000		автоуслуга	газ
7	ПАЗ	ПАЗ 32054	8	2 000		автоуслуга	газ
8	ПАЗ	ПАЗ 32054	8	2 000		автоуслуга	газ
9	ПАЗ	ПАЗ 32054	8	2 000		автоуслуга	газ
10	ПАЗ	ПАЗ 32054	8	2 000		автоуслуга	газ
ТОО "Кызылсай LTD"							
1	Камаз Водовоз	Камаз	8	1540	37800	Услуги	Дизель
2	Камаз Тягач	Камаз	8	1540	37800	Услуги	Дизель
3	Камаз Трубовоз	Камаз	8	1540	37800	Услуги	Дизель
4	Из.Фургон	Газель	8	900	18000	Услуги	Дизель
5	Из.Фургон	Газель	8	900	18000	Услуги	Дизель
6	Камаз Тех.вода	Камаз	8	1540	18000	Услуги	Дизель
7	Автокран	XCMG	8	1540	37800	Услуги	Дизель
8	Автокран	XCMG	8	1540	37800	Услуги	Дизель
9	Автокран	XCMG	8	1540	37800	Услуги	Дизель
10	Автокран	XCMG	8	1540	37800	Услуги	Дизель
11	Фр.Погрузчик	XCMG	8	1540	37800	Услуги	Дизель
12	Фр.Погрузчик	Hyundai	8	1540	37800	Услуги	Дизель
13	Экс.Погрузчик	CAT	8	1540	37800	Услуги	Дизель
14	Экс.Погрузчик	Hidromek	8	1540	37800	Услуги	Дизель
15	Бульдозер	Б-10	8	1540	37800	Услуги	Дизель
16	Бульдозер	Б-10	8	1540	37800	Услуги	Дизель

**Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) для НГДУ-2
АО «Озеньгаз» на 2026-2028 года (корректировка)**

17	Камаз Бортовой	Камаз	8	1540	37800	Услуги	Дизель
18	КМУ Логолифт	Dong Feng	8	1540	37800	Услуги	Дизель
19	КМУ Логолифт	Dong Feng	8	1540	37800	Услуги	Дизель
20	КМУ Логолифт	Камаз	8	1540	37800	Услуги	Дизель
21	КМУ Логолифт	Камаз	8	1540	37800	Услуги	Дизель
22	Камаз Топливозаправщик	Камаз	8	1540	37800	Услуги	Дизель

Согласно п. 24 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» максимальные разовые выбросы газовой смеси от двигателей передвижных источников грамм в секунду (г/с) учитываются в целях оценки воздействия на атмосферный воздух, так как работа данных передвижных источников связана с их стационарным расположением. Валовые выбросы от двигателей передвижных источников тонн в год (т/год) не нормируются и в общий объем выбросов вредных веществ не включаются, нормированию не подлежат.

ИТОГО ВЫБРОСЫ ОТ АВТОТРАНСПОРТА

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.059678	0.13968544
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0096964	0.022698884
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.004192	0.0100606
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.012457	0.0263073
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.64257	0.902508
0410	Метан (727*)	0.0691	0.080547
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	0.00854	0.006149
2732	Керосин (654*)	0.03178	0.072906

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

На источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу отсутствует пылегазоулавливающее оборудование.

Наличие оборудования по очистке выбросов на предприятии не предусматривается.

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

7.3 Оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню в стране и мировому опыту

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

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

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

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

Используемые технологии и технологическое оборудование, используемое оператором соответствует используемому в стране и в мире опыту в данной промышленной

сфере. Принятые технологические решения обеспечивают безопасность производства и персонала оператора.

Основными мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных веществ и обеспечение безопасных условий труда, являются:

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

7.4 Перспектива развития

Согласно РП «Обустройство нефтяных скважин после бурения НГДУ-2 (30 скв.) месторождение Узень АО «Озенмунайгаз» с 2025 года в проект добавлены новые источники: ЗРА и ФС скважин (ист. №6701), приустьевые колодцы (ист. №6702-6731).

Согласно РП «Обустройство нефтяных скважин после бурения 23 ед. НГДУ-2,3,4 на месторождениях Узень» с 2025 года в проект добавлены новые источники: Площадка скважин и выкидных линий (14 скв) – ист. №6732, приустьевые колодцы (ист. №6733-6746).

Согласно РП «Обустройство нефтяных скважин после бурения 30 ед. НГДУ-1,2,3,4 на месторождениях Узень и Карамандыбас в Мангистауской области» с 2025 года в проект добавлены новые источники: Площадка скважин и выкидных линий (8 скв) – ист. №6747, приустьевые колодцы (ист. №6748-6755).

В связи с добавлением новых источников ежегодно будет увеличиваться количество источников выбросов и суммарные выбросы загрязняющих веществ.

В случае увеличения объемов производства, не учтенных в настоящем проекте необходимо провести корректировку НДВ.

7.5 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов НДВ на 2026-2028 гг. представлены в Приложении 8.

7.6 Характеристика аварийных и залповых выбросов

Под аварией понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действиями человека или техническими средствами, а также в результате любых природных явлений (наводнение, землетрясение, оползни, ураганы и другие стихийные бедствия). Термин «риск» отражает потенциальную опасность или совокупный эффект вероятности возникновения аварии с масштабами ее воздействия.

Под сценарием или типом потенциально возможной аварии понимается характерный вариант начала и развития аварийного процесса. Анализ аварий (экологической опасности) включает в себя рассмотрение многочисленных аварийных сценариев в условиях строительства, эксплуатации и ликвидации промышленного объекта, включая вероятность возникновения стихийных бедствий.

К главным причинам аварий следует отнести:

- полные или частичные отказы технических систем и транспортных средств, промышленных сооружений и оборудования;
- пожары, которые могут быть вызваны различными причинами;
- коррозия и дефекты трубопроводов, нефтепромыслового оборудования;
- ошибки обслуживающего персонала;

- опасные и стихийные природные явления (землетрясения, оползни и др.).

Аварийных выбросов на предприятии не производится.

АО «Озенмунайгаз» в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех планируемых работ и планирует взаимодействие с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность и здоровье населения, работников предприятия.

Специалисты предприятия в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы безопасности на производстве. По результатам этого анализа и имеющихся внутренних требований предприятия готовятся руководства, положения и инструкции по безопасному проведению работ, обеспечивающие снижение факторов риска по отношению к безопасности труда и охраны здоровья рабочих, охраны окружающей среды (ТБ и ОЗОС). Разработанные документы по ТБ и ОЗОС обязательны к исполнению для всего персонала предприятия.

Залповые выбросы загрязняющих веществ на объектах НГДУ могут наблюдаться при следующих технологических операциях:

- кратковременное повышение давления поступающего газа на печи подогрева;
- остановка оборудования ТОО «КазГПЗ» на профилактический ремонт.

Данные выбросы не являются аварийными, поэтому в соответствии с действующими инструкциями валовый выброс (т/год) учитывается как нормативный, но максимально-разовые выбросы от этих источников не нормируются в связи с их кратковременностью.

Наличие периодических залповых выбросов обусловлено проведением специфических технологических процессов. Залповые выбросы – это необходимая на современном этапе развития технологии составная часть технологического процесса, выполняемая, как правило, с заданной периодичностью (регулярностью) согласно плановым мероприятиям по предупреждению и профилактике возникновения нештатных ситуаций.

На объектах НГДУ источниками кратковременных залповых выбросов природного газа могут быть свечи срабатывания при превышении допустимого давления. Всего на печах подогрева оборудовано 232 свечей, имеющих одинаковые характеристики по составу, объему, скорости, времени и температуре сбрасываемого газа. Так как все указанные источники расположены на компактной территории, то в соответствии с пунктом 5.13 раздела 5 РНД 211.2.01.01-97 «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» они могут быть объединены в один площадной источник с учетом возможности их единовременного возникновения (№ 6050). В этом случае валовый выброс загрязняющих веществ (т/год) от свечей печей подогрева учитываются как НДВ.

Таким же образом оцениваются выбросы от пружинно-предохранительных клапанов СИБа при проведении плановых профилактических работ на ТОО «КазГПЗ» в течение 3 суток (№ 6051).

Аварийные выбросы возможны при несоблюдении технологии производства работ, нарушении правил периодических профилактических работ, при аварийных остановках оборудования в связи с выходом из строя, при прорыве нефте-газопроводов, при разливе нефти в процессе загрузки-отгрузки, нарушения герметичности узлов и агрегатов. Все возможные случаи нештатной работы оборудования, способы и методы ликвидации предусмотрены Декларацией безопасности АО «Озенмунайгаз», утвержденными уполномоченными органами. Аварийные выбросы, связанные с возможными аварийными ситуациями, не нормируются.

Основными мероприятиями по предупреждению и снижению последствий

аварийных ситуаций в ходе эксплуатации являются:

- тщательный контроль утечки с помощью электронных датчиков и приборов для объемных измерений;
- оборудование локальных систем оповещения и сигнализации;
- поддержание в постоянной готовности сил и средств ликвидации аварии (противопожарные формирования, группы (отделения) по борьбе с пожарами и разливами);
- поддержание в готовности средств доставки сил и средств ликвидации к аварийным участкам;
- подготовка обслуживающего персонала к действиям в аварийной ситуации;
- подготовка системы управления к функционированию и ликвидации аварии;
- разработка плана действий по предупреждению и ликвидации аварии на объекте.

Перечень источников залповых выбросов

Наименование производств (цехов) и источников выбросов	Наименование вещества	Выбросы веществ, г/с		Периодичность, раз/год	Продолжительность выброса, час, мин	Годовая величина залповых выбросов, т/год
		По регламенту	Залповый выброс			
2026-2028 гг.						
(033) 6050	Метан (734*)	0.00019521	0.00019521	1	30 секунд	0,0000000058
(033) 6051	Метан (734*)	2,28954	2,28954	1	72 часа	0,593448
Итого:		2,28973521	2,28973116			0,5934480058

7.7 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на 2026-2028 года
представлен в таблице 7.1.1. (приложение5).

**Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) для НГДУ-2
АО «Озенмунайгаз» на 2026-2028 года (корректировка)**

Мангистауская обл. г. Жанаозен, НГДУ-2 АО "Озенмунайгаз" (нормативы)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	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)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0,04		3	0,6315645	3,2317195	80,7929875
0128	Кальций оксид (Негашеная известь) (635*)				0,3		0,0001983	0,00001512	0,0000504
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0,01	0,001		2	0,01976	0,0732916	73,2916
0152	Натрий хлорид (Поваренная соль) (415)		0,5	0,15		3	0,0085	0,0216	0,144
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	99,381890694	396,8925056	9922,31264
0303	Аммиак (32)		0,2	0,04		4	0,052028	0,047109796	1,1777449
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	16,134772745	64,77398464	1079,56641
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	5,909310059	16,2591108	325,182216
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	15,770371001	56,219271732	1124,38543
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,146507482	0,66350119769	82,9376497
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	80,137103811	347,82257772	115,940859
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,011374117	0,0259434	5,18868
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0,2	0,03		2	0,0177624	0,032535	1,0845
0405	Пентан (450)		100	25		4	0,013894793	0,44123347423	0,01764934
0410	Метан (727*)				50		7,610680835	142,613970617	2,85227941

**Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) для НГДУ-2
АО «Озенмунайгаз» на 2026-2028 года (корректировка)**

0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0,020027816	0,63600377751	0,04240025
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		1599,58112083	281,93040066	5,63860801
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		407,71111399	99,952492704	3,33174976
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,780092965	1,26672064455	12,6672064
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,719723445	5,3895717207	26,9478586
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,49922211	0,90798858134	1,5133143
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000157962	0,000432362	432,362
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)		0,1			3	0,0041389	0,0447	0,447
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)		1	0,5		3	3,527813	91,4780290912	182,956058
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)		5			4	0,0062083	0,06705	0,01341
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)		0,1			4	0,0103472	0,11175	1,1175
1240	Этилацетат (674)		0,1			4	0,0103472	0,11175	1,1175
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	1,449390332	3,9477438	394,77438
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		0,0000433	0,000422	0,00844
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,4886777	5,13672	5,13672
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	35,541471193	110,7701128	110,770113
2902	Взвешенные частицы (116)		0,5	0,15		3	0,006	0,002592	0,01728
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	0,01865669	0,0319668	0,319668
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0,04		0,004	0,001728	0,0432
	ВСЕГО :						2276,224272	1630,906545	13994,0991

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

Основной целью инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является получение данных о количестве вредных веществ, отходящих от источника загрязнения.

Инвентаризация вредных выбросов включает в себя ознакомление с технологическим процессом оператора и определение загрязняющих веществ.

На основании проведенных расчетов, а также по уточненным исходным данным об используемых материалах, реагентах, составах технологических сред, паспортных данных оборудования, объемах работ по эксплуатации определены количественные и качественные характеристики выбросов загрязняющих веществ в атмосферу расчетным путем по утвержденным нормативным документам.

В настоящей работе предусмотрены и рассчитаны допустимые выбросы от эксплуатации предприятия.

Определение величин выбросов загрязняющих веществ от оборудования проведено расчетными методами в соответствии со следующими методическими документами:

- РНД 211.2.02.09-2004 Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. Астана, 2005 г.;
- «Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами». Алматы, 1996 г.;
- Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии, утвержденная приказом Министра охраны окружающей среды от 12.06.2014 г. № 221–Ө;
- РД 39.142-00 «Методики расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования»;
- Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Расчеты по п. 6-8;
- Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4);
- Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005;
- "Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г. п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час;
- Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005. Расчет по п. 9.

8. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ

Расчет концентраций вредных веществ в приземном слое атмосферы проводился по программе "Эра-3.0" на ПЭВМ. При этом определялись наибольшие концентрации вредных веществ в расчетных точках (узлах сетки) на местности и вклады отдельных источников в максимальную концентрацию вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятия.

Следует иметь в виду, что в силу особенностей конструкции печатающих устройств (принтеров) персональных компьютеров карта может печататься с отклонениями масштаба, поэтому она является только схемой, имеющей характер иллюстрации.

Метеорологические характеристики и коэффициенты для районов размещения площадок оператора, вводимые в программу в соответствии с методикой расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий, приведены в таблице 8.1.

Согласно рекомендациям Казгидромета размеры расчетного прямоугольника выбраны из условий кратности высот источников выброса, характера размещения изолиний и расстоянием до жилой зоны.

Значение безразмерного коэффициента рельефа местности $j=1$, так как местность слабопересеченная и перепад высот не превышает 50 м на 1 км.

Таблица 8.1 – Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	41.4
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-10.1
Среднегодовая роза ветров, %	
С	12.0
СВ	13.0
В	19.0
ЮВ	18.0
Ю	5.0
ЮЗ	5.0
З	14.0
СЗ	14.0
Среднегодовая скорость ветра, м/с	4.1
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	9.0

Расчет полей приземных концентраций загрязняющих веществ произведен с целью установления допустимых выбросов предприятия и подтверждения нормативного качества атмосферного воздуха. Расчет максимальных приземных концентраций вредных веществ позволяет выделить зоны с нормативным качеством воздуха и повышенным содержанием отдельных ингредиентов по отношению к ПДК.

Состояние воздушного бассейна на территории предприятия и прилегающей к нему территории в границах расчетного прямоугольника, характеризуется максимальными приземными концентрациями вредных веществ, представленными результатами расчетов на ЭВМ и картами рассеивания, с нанесенными на них изолиниями расчетных концентраций.

Расчетный прямоугольник выбран таким образом, чтобы охватить единым расчетом территорию оператора. Расчеты выполнены на 2026 г., как год наибольшего выброса загрязняющих веществ в атмосферу, при максимальной суммарной нагрузке оператора по всем загрязняющим веществам, с учетом одновременности работы оборудования, при наиболее худших условиях для рассеивания загрязняющих веществ.

Необходимость расчетов приземных концентраций определена по списку вредных веществ для 24 ингредиентов. Для остальных загрязняющих веществ расчет приземных концентраций нецелесообразен.

В связи с отсутствием стационарных наблюдательных постов за загрязнением атмосферного воздуха фоновые концентрации загрязняющих веществ на рассматриваемой территории не установлены.

Карты изолиний результатов расчета рассеивания представлены в Приложении 4.

Нормативы выбросов загрязняющих веществ на 2026-2028 гг. представлены в Приложении 10.

9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ (НМУ)

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемое выбросами промышленных предприятий, в большей степени зависит от метеорологических условий.

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

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

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

Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ разрабатывают операторы, расположенные в населенных пунктах, где органами Казгидромета проводится или планируется проведение прогнозирования НМУ.

Основные принципы разработки мероприятий по регулированию выбросов.

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

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

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

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

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

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

- предупреждение первой степени составляется в случае, если ожидается один из комплексов НМУ, при этом концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК;
- второй степени – если предсказывается два таких комплекса одновременно (например, при опасной скорости ветра ожидается и приподнятая инверсия), и неблагоприятное направление ветра, когда ожидаются концентрации одного или нескольких контролируемых веществ выше 3 ПДК;
- предупреждение третьей степени составляется в случае, если при сократившихся НМУ ожидаются концентрации в воздухе одного или нескольких вредных веществ выше 5 ПДК.

Размер сокращения выбросов для каждого оператора в каждом конкретном случае устанавливают и корректируют местные органы Казгидромета. Снижение концентраций

загрязняющих веществ в приземном слое должно составлять:

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

Согласно п. 9 Приложения 3 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» (утв. Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10.03.2021 г. № 63) «Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (далее – НМУ) разрабатывают проектная организация совместно с оператором при наличии в данном населенном пункте или местности стационарных постов наблюдения».

В городе Жанаозен отсутствуют стационарные посты наблюдений за атмосферным воздухом, также город Жанаозен не входит в перечень городов Республики Казахстан, в которых прогнозируются неблагоприятные метеоусловия (НМУ), т.е. для оператора не требуется разработка мероприятий по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ, а также их согласование с Департаментом экологии.

В случае установки стационарного поста наблюдений за атмосферным воздухом в районе расположения промплощадок оператора и/или объявлении периодов НМУ, оператором будет произведена корректировка проектной документации в части раздела о НМУ (разработан и согласован с Департаментом экологии План мероприятий по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ).

В приложении 11 представлены рекомендуемые Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ и Характеристика выбросов вредных веществ в атмосферу в периоды НМУ на случай, если в городе Жанаозен установят стационарные посты наблюдений за атмосферным воздухом и при объявлении периодов НМУ.

10. КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ

Согласно п. 40 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года № 63) Операторы, для которых установлены нормативы допустимых выбросов, осуществляют производственный экологический контроль соблюдения допустимых выбросов на основе программы, разработанной в объеме необходимом для слежения за соблюдением экологического законодательства Республики Казахстан с учетом своих технических и финансовых возможностей.

В соответствии с п. 3 ст. 185 Экологического Кодекса РК разработка программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий осуществляется в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

В основу контроля положено определение величины выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и сопоставление полученных данных с нормативами ПДВ для данного источника. Осуществление контроля проводится собственными силами предприятия или по договору со специализированной организацией.

План-график контроля за соблюдением нормативов допустимых выбросов представлен в Приложении 3.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экологический Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI.
2. «Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду» (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10.03.2021 г. № 63)
3. СП «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденны приказом и.о. Министра здравоохранения РК от 11.01.2022 г. № ҚР ДСМ-2.
4. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70 «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций».
5. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Астана, 2014 г.
6. Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. – Алматы: "КазЭКОЭКСП", 1996.
7. Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии, утвержденная приказом Министра охраны окружающей среды от 12.06.2014 г. № 221–Ө;
8. РД 39.142-00 «Методики расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования»;
9. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Расчеты по п. 6-8;
10. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4);
11. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005;
12. "Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г. п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час;
13. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005. Расчет по п. 9.

ПРИЛОЖЕНИЯ