

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

**АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

Государственная лицензия №02177Р

УТВЕРЖДАЮ:

**Заместитель председателя Правления
по производству АО «Эмбаунайгаз»**

_____ Касымгалиев К.М.
« ____ » _____ 2021г.

Согласовано:

**Заместитель директора департамента по
ОТ и ОС АО «Эмбаунайгаз»**

_____ Мукангалиев Ж.Ж.
« ____ » _____ 2021г.

Проверил (а):

**Начальник отдела ООС
НГДУ «Доссормунайгаз»**

_____ Мангибаев Т.У.
« ____ » _____ 2021г.

ПРОЕКТ

**нормативов предельно-допустимых
выбросов (ПДВ) АО «Эмбаунайгаз» для
промплощадок НГДУ «Доссормунайгаз»
на 2022 год**

**Директор Атырауского Филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»**

Р.Н. УТЕЕВ

**Заместитель директора филиала
по производству**

А.Г. ГАБДУЛЛИН

г. Атырау, 2021

2. СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Подпись	Ф.И.О.
Директор департамента		Исмаганбетова Г.Х.
Ведущий инженер		Абир М.К.
Ведущий инженер		Суйнешова К.А.
Ведущий инженер		Султанова А.Р.
Старший инженер		Кобжасарова М.Ж.
Старший инженер		Бекмагамбетова Г.Г.
Старший инженер		Амрина А.К.

3. АННОТАЦИЯ

Проект нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для промплощадок НГДУ «Доссормунайгаз» управление АО «Эмбаунайгаз», включает в себя общие сведения о месторождениях НГДУ расположенных в Макатском, районе Атырауской области, эксплуатацию которого проводит управление АО «Эмбаунайгаз».

Целью настоящей работы является определение количественных и качественных характеристик выбросов вредных веществ в атмосферу источниками предприятия, разработка нормативов ПДВ и мероприятий по контролю экологической ситуации в зоне влияния, а также охраны поверхностного слоя земли, поверхностных и подземных вод от загрязнения.

Административный корпус АО «Эмбаунайгаз» расположен в г.Атырау по улице Валиханова 1. Проект составлен для установления лимитов загрязняющих веществ.

Проект нормативов предельно-допустимых выбросов включает в себя общие сведения о промышленной площадке, характеристики источников загрязнения атмосферы, определение категоричности предприятия.

Основными источниками выбросов вредных веществ на месторождениях являются:

- неорганизованные источники: эксплуатационные скважины, групповая замерная установка, нефте- и газосепараторы, концевая сепарационные установки, дренажи, насосные установки, отстойники - утечка вредных веществ в атмосферу через неплотности сальниковых уплотнений, предохранительных клапанов, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры;

- организованные источники: котельная, печи подогрева нефти, дизельные двигатели для генераторов, сварочный передвижной агрегат, - выбросы загрязняющих веществ в атмосферу производятся от дымовых и выхлопных труб; станки по обработке металлических деталей и химическая лаборатория – выброс осуществляется через вентиляционную систему;

- резервуары для нефти, нефтеналивной стояк, емкости для топлива - вредные вещества выделяются в атмосферу через дыхательные клапана;

- неорганизованный площадной источник шламонакопитель, электрогазосварочные посты – выбросы происходят при работе аппаратов;

- передвижные источники выбросов – спецтехника и автотранспорт.

Согласно инвентаризации, от промплощадок НГДУ «Доссормунайгаз» в атмосферный воздух от стационарных источников выбрасываются загрязняющие вещества 38 наименований I-IV класса опасности. Общий валовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу **на 2022 год определен в количестве – 625,83463115 т/год, в том числе газообразных веществ – 622,211448863т/год, твердых веществ – 3,62318228т/год.**

Для проведения расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу использован программный комплекс «Эра», версия 2, НПО «Логос», г. Новосибирск, согласованный с ГГО имени Воейкова, г.Санкт-Петербург и МООС Республики Казахстан. Расчет рассеивания в приземном слое атмосферы показал, что превышение ПДК не наблюдается на границе санитарно-защитной зоны месторождений НГДУ.

Предлагается установить следующие нормативы ПДВ в атмосферу для источников выбросов на промышленной площадке месторождениях НГДУ:

Таблица 3.1.-Перечень загрязняющих веществ от стационарных источников в атмосферу

Код загр, вещества	Наименование вещества	ПДК максим, разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир, безопасн, УВ,мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,22302	1,569122
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,00543	0,039149
0184	Свинец и его неорганические	0,001	0,0003		1	0,0000834	0,000102
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,2	0,04		2	1,79541740005	36,163411002
0302	Азотная кислота (5)	0,4	0,15		2	0,002	0,034
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	0,56258587001	11,73285
0322	Серная кислота (517)	0,3	0,1		2	0,00015563	0,00017566
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,05		3	0,2748695	1,3128792
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0,5	0,05		3	1,474060554	44,686916485
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2	0,00028212	0,0073149
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	5	3		4	6,71523538	123,58127622
0342	Фтористые газообразные соединения	0,02	0,005		2	0,00114	0,00748
0344	Фториды неорганические плохо	0,2	0,03		2	0,0029	0,01914
0410	Метан (727*)			50		1,710116	48,312744
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		4,3281024	91,6449134
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		0,460479	0,199119
0501	Пентилены (амилены - смесь	1,5			4	0,052923	0,019023
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,045516	0,016207
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-	0,2			3	0,00466	0,001602
0621	Метилбензол (349)	0,6			3	0,0826	0,867421
0627	Этилбензол (675)	0,02			3	0,001165	0,000417
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		1	0,00000006	0,00000008
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	1	0,5		3	0,0352	1,11205
1129	Триэтиленгликоль			1		0,00052	0,01638
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	0,03	0,01		2	0,01235	0,2148
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,01235	0,2148
1716	Смесь природных меркаптанов /в	0,00005			3	0,000229781	0,0061432
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в	5	1,5		4	0,1259	1,7764
2735	Масло минеральное нефтяное			0,05		0,005951	0,01087
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	8,3974172	261,585135
2902	Взвешенные частицы (116)	0,5	0,15		3	0,09613	0,31556
2904	Мазутная зола теплостанций		0,002		2	0,00794242	0,25076
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	0,3	0,1		3	0,00125	0,00812
2930	Пыль абразивная (Корунд белый,			0,04		0,036	0,10835
	В С Е Г О:					26,4739817151	625,83463115

Транспортный участок НГДУ «Доссормунайгаз» имеет на балансе 156 передвижных транспортных средств суммарные выбросы вредных загрязняющих веществ, от которых составят 43,321 т/год.

Вещества IV класс опасности	оксиды углерода	23,3832	т/год
Вещества II класс опасности	диоксиды азота	9,3551	т/год
Вещества IV класс опасности	углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	8,5384	т/год
Вещества III класс опасности	сажа	0,3241	т/год
Вещества III класс опасности	сернистый ангидрид	1,4519	т/год
Вещества II класс опасности	формальдегиды	0,2593	т/год
Вещества I класс опасности	соединения свинца	0,0092	т/год
Вещества I класс опасности	бенз/а/пирены	0,00000828	т/год

№	СОДЕРЖАНИЕ	СТР
1	ТИТУЛЬНЫЙ ЛИСТ	1
2	СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ	2
3	АННОТАЦИЯ	3
4	СОДЕРЖАНИЕ	6
5	ВВЕДЕНИЕ	8
6	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ	9
	6.1 Почтовый адрес предприятия	10
	6.2 Карта-схема предприятия	10
	6.3 Ситуационная карта-схема района	10
7	КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЙ И СОСТОЯНИЕ КОМПОНЕТОВ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ	10
8	ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ, КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ	12
	8.1 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования с точки зрения загрязнения атмосферы	27
	8.2 Характеристика залповых выбросов	36
	8.3 Перспектива развития предприятия	38
	8.4 Передвижные источники выбросов (автотранспорт)	36
	8.5 Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/г) принятых для расчета ПДВ	39
	8.6 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ	40
	8.7 Проведение расчетов и определение предложений нормативов ПДВ	40
	8.7.1 Расчет приземных концентраций	40
	8.7.2 Предложения по установлению нормативов ПДВ	46
	8.7.3 Размеров санитарно-защитной зоны	79
	8.7.4 Организация санитарно-гигиенического контроля на границе санитарно-защитной зоны	80
	8.8 Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ	80
	8.9 Характеристика аварийных выбросов	82
	8.10 Контроль за соблюдением нормативов ПДВ	83
	8.11 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу	88
9	Социально-экономическая оценка воздухоохраных мероприятий	104
	9.1 Сведения об ущербе, причиняемом выбросами предприятия	104
	9.2 Расчет платы за загрязнение природной среды	104
10	Физические воздействия и радиационная обстановка	113
	10.1 Физические воздействия	113
	10.2 Характеристика производственного шума	113
	10.3 Мероприятия по смягчению воздействия физических факторов	115

	10.4	Радиационная безопасность	116
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ		118
	ПРИЛОЖЕНИЯ		

4. ВВЕДЕНИЕ

Проект нормативов ПДВ для промышленных объектов НГДУ «Доссормунайгаз» разработан Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» на основании договора с АО «Эмбаунайгаз».

В соответствии с природоохранными нормами и правилами Республики Казахстан нормативы предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для отдельных предприятий устанавливаются в целях предотвращения загрязнения воздушного бассейна от загрязнения.

Проект нормативов ПДВ для промышленных объектов выполнен на основании "Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду", утвержденной исполнителем обязанности Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 11 декабря 2013 года № 379-ө, а также разработка данного проекта велась в соответствии со следующими нормативными документами:

- «Экологический кодекс РК» от 09.01.2007 года N212-III ЗРК.
- Санитарно-эпидемиологическим требованиям по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» утвержденный приказом МНЭ РК от 20 марта 2015 года №237
- РНД 211.2.02.02-97 «Рекомендациями по оформлению и содержанию проекта нормативов ПДВ для предприятий»;

Мероприятия в период неблагоприятные метеорологические условия разработано в соответствии с руководящим документом РД 52.04.52-85 и другие действующие нормативные документы.

Расчетные формулы, используемые при определении мощности выбросов вредных веществ и их концентрации в атмосферном воздухе, а также термины и условные обозначения, применяемые в прилагаемых таблицах, приняты в соответствии с региональными и отраслевыми методиками, утвержденными в Республике Казахстан.

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

6. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

Нефтегазодобывающее управление «Доссормунайгаз» является структурным подразделением АО «Эмбаунайгаз».

Нефтяные месторождения НГДУ «Доссормунайгаз» размещены по территории Макатского, Жылыойского и Кызылкогинского района Атырауской области. В каждом месторождении имеется вахтовый поселок для персонала. Связь с городом Атырау осуществляется по автомобильной дороге.

Основной деятельностью НГДУ «Доссормунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» является добыча сырой нефти и попутного нефтяного газа на месторождениях.

Административное здание НГДУ «Доссормунайгаз» находится в п.Доссор, Макатского района. Поселок Доссор расположен вдоль железнодорожной трассы Атырау-Актюбинск на расстоянии 90 км от г.Атырау.

На всех месторождениях предусмотрена единая герметизированная система сбора нефтяной эмульсии, в которую входит следующее технологическое оборудование:

- групповая замерная установка (ГЗУ) на выкидных линиях;
- напорный водоводот ГЗУ до площадки сбора, на площадке ЦПС;
- резервуары для хранения товарной и сырой нефти;
- печи для подогрева нефти;
- нефтеналивной стояк.

Для питания электроэнергией производственных площадок месторождений, проведена воздушная линия ЛЭП, в качестве аварийных источников электроэнергии на площадках приняты стационарные дизельные электростанции.

На ситуационной карте-схеме района размещения НГДУ «Доссормунайгаз» (приложение) показано взаиморасположение месторождений и граничащих с ними характерных объектов и границы нормативных санитарно-защитных зон.

В состав Доссорской группы месторождений входят следующие основные цеха добычи нефти и газа:

- ✓ Цех добычи нефти и газа №1 Ботахан
- ✓ Цех добычи нефти и газа №2 Карсак (БДН Карсак, БДН Байчунас)
- ✓ Цех добычи нефти и газа №4 Доссор (БДН Алтыкуль, БДН Кошкар).

В состав Макатской группы месторождений входят следующие основные цеха добычи нефти и газа:

- ✓ Цех добычи нефти и газа №3 Восточный Макат (БДН В.Макат; БДН С.Жолдыбай; Бригада по подготовке и транспортировке газа (УПГ))

В состав цеха по подготовке и перекачки нефти в Доссоре входят:

- ✓ Бригада по ППН Карсак-Ботахан-Байчунас
- ✓ ППН Алтыкуль

В состав цеха по подготовке и перекачки нефти в Макате входят:

- ✓ Бригада по ППН В.Макат
- ✓ Бригада по ППН Макат

Участок проката-ремонта эксплуатационного оборудования (ПРЭО):

- ✓ Бригада ПРЭО Макат
- ✓ Бригада ПРЭО Доссор

В состав цех подземного и капитального ремонта скважин входят:

- ✓ бригада по ПРС Ботахан
- ✓ бригада по ПРС Карсак, Байчунас
- ✓ бригада по ПРС Алтыкуль, Кошкар
- ✓ бригада по ПРС Восточный Макат
- ✓ бригада по капитальному ремонту скважин

Помимо Участка ПРЭО, в каждом ЦДНГ имеется бригады по прокату и ремонту эксплуатационного оборудования.

Вспомогательное производство основного вида деятельности

Колонна спецтехники и автотранспорта:

- ✓ Автоколонна Доссор, имеется автомастерская
 - ✓ Автоколонна Ботахан
 - ✓ Автоколонна Восточный Макат, имеется автомастерская
- Склад материально-технического снабжения.
Участок по текущему ремонту объектов.

НГДУ, как стационарный источник выбросов, характеризуется выбросами от технологического оборудования нефтегазодобычи, в процессе эксплуатации, которых происходит выделение различных углеводородных фракций, а также от организованных источников выбросов загрязняющих веществ.

6.1. Почтовый адрес предприятия

Заказчик: Юридический адрес предприятия:
г. Атырау, ул. Валиханова 1, АО «Эмбамунайгаз».
Адрес объекта:
Атырауская область, Макатский район, п.Доссор.

6.2. Карта-схема предприятия

Карта-схема промплощадок предприятия с расположением сооружений и типовые схемы источников загрязнения приведены в приложении 5.

6.3. Ситуационная карта-схема района

Ситуационная карта-схема района расположения промплощадки месторождений НГДУ «Доссормунайгаз» приведена в приложении 6.

7. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЙ И СОСТОЯНИЕ КОМПОНЕНТОВ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

7.1. Климатические условия

7.1.1. Атмосферный воздух

Климат района резко континентальный, аридный. Для него характерны холодная зима с устойчивым снежным покровом и сравнительно короткое, умеренное жаркое лето, большие годовые и суточные колебания температуры воздуха, поздние весенние и ранние осенние заморозки, постоянно дующие ветры.

Температура воздуха. Анализ хода среднемесячных температур воздуха на северном побережье Каспийского моря свидетельствует, что самыми холодными месяцами являются январь-февраль, самым теплым – июль.

Зима умеренно холодная, устойчивые морозы начинаются в конце ноября. Средние температуры днем в январе минус 10°C минус 12°C, ночью до минус 25°C. Весна характеризуется быстрым переходом от зимы к лету и большими перепадами дневных и ночных температур воздуха. Лето сухое и жаркое, температура воздуха днем плюс 30 плюс 35°C, ночью плюс 20 плюс 25°C.

Ветровой режим. Для данного региона характерны сильные ветра. В холодное время года преобладают ветры восточного и юго-восточного направления. Высокая повторяемость восточных румбов сохраняется в весенний и осенний периоды и только в теплое время года, вследствие уменьшения интенсивности центра высокого давления в Сибири. На территории Северного Прикаспия преобладают ветры северного и северо-западного направлений. Среднегодовая скорость ветра 4,6 м/сек. Наибольшая повторяемость штормовых ветров скоростью более 25 м/сек отмечается при направлениях.

Наиболее вероятны сильные ветры в марте-апреле, обычно они имеют восточное направление.

Осадки. По условиям выпадения осадков территория относится к сухим, безводным районам. Среднегодовая сумма осадков, по многолетним данным метеостанции Кульсары среднегодовое количество атмосферных осадков составляет 14,6мм.

В годовом количестве осадков преобладают осадки в жидкой форме, что напрямую связано с более длительным периодом положительных температур воздуха. Продолжительность выпадения осадков по временам года неодинакова. Наибольшая продолжительность осадков приходится на зиму. Летние дожди, хотя и более интенсивны, но непродолжительны. Засушливость теплого периода года проявляется в низких значениях относительной влажности воздуха и в большом дефиците влаги. Число дней с относительной влажностью до 30% – 163.

Снежный покров. Твердые осадки – снег, крупа, снежные зерна – наблюдаются с октября-ноября по март-апрель. Первые заморозки наступают в середине ноября. Образование устойчивого снежного покрова наблюдается в середине декабря, сход – в первой декаде марта. Изменчивость указанных дат может достигать одного месяца. В любой месяц зимы возможны непродолжительные оттепели. Высота снежного покрова от 10 до 40 см. Для описываемого района характерно непостоянство условий залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим.

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические характеристики для Макатского района Атырауской области представлены по данным наблюдений на близлежащей метеорологической станции за 2019 гг. (прилагается в приложении).

Таблица 6.1 Общая климатическая характеристика

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (июнь)	-10,90С
Средняя минимальная температура воздуха самого жаркого месяца (февраль)	37,30С
Годовое количество осадков за холодный период года (XI-III)	75 мм
Годовое количество осадков за теплый период года (IV-X)	252 мм
Среднее число дней с пыльными бурями	5,1 м/с
Скорость ветра, превышение которой составляет 5%	9-10 м/с

Таблица 6.2 Среднемесячная и среднегодовая скорость ветра (м/с)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
7,1	5,2	6,3	5,6	4,2	4,5	4,1	4,2	5,2	4,7	4,6	5,2	5,1

Таблица 6.3 Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
11	9	17	16	10	11	11	14	11



Рис. 7.1 – Роза ветров

8. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМПЛОЩАДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НГДУ, КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

Основной задачей НГДУ «Доссормунайгаз» является добыча нефти.

На промплощадках НГДУ «Доссормунайгаз» расположено на 2022 год – 1308 источников выбросов загрязняющих веществ: из них 186 организованных; 1122 неорганизованных.

В процессе работы данных источников выбросов в атмосферу выделяются следующие компоненты: оксид углерода, углеводороды С12-19, сажа, сернистый ангидрид, формальдегид, бензапирен, диоксид азота, оксид азота, мазутная зола, сероводород, масло минеральное нефтяное, углеводороды С1-5, углеводороды С6-10, бензол, толуол, ксилол, пентилены, этилбензол, серная кислота, пыль абразивная, взвешенные вещества, пыль металлическая, древесная пыль.

Перечень стационарных источников на промплощадках НГДУ «Доссормунайгаз» на 2022 год:

ЦДНГ Ботахан

Организованные источники:

0001-0002 Печь на установке подготовки нефти ПТ-16/150 (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0001, объем газа переходит на резервный котел №0002)

0003 Печь на установке подготовки нефти ПТ-16/150 (на попутном газе)

0004 Печь для отопления адм. здания, здания ППД и бокса ПП-0,63

0005-0006 Печь для отопления общежития, столовой, КВА-233 (2035 RD/RG) (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0005, объем газа переходит на резервный котел №0006)

0007-0009 Резервуары РВС

0010 Дизельная электростанция ДЭС АДД

0011 Дизельная электростанция ДЭС АДД

0013 Передвижной сварочный агрегат (САГ)

0025 Передвижной сварочный агрегат (САГ)

Неорганизованные источники:

6001-6083, 7112-7115, 7160 Скважина

6084-6166, 7116-7119, 7161 Дренажная емкость на устье скважин

6167-6175 ГЗУ

6176-6184 Дренажная емкость на ГЗУ

6186-6187 Нефтегазосепаратор

6188 Газосепаратор

6189 Отстойник ОГ-200

6190 Отстойник ОПФ-3000

6191-6193 Насосы для нефти

6196 Сварочный пост с САГом

6197 Сварочный пост ТДМ

6198 Пост газорезки

6199-6200 Счетчик замера газа

7162 Счетчик замера нефти

Автоколонна Ботахан

Организованные источники:

0023 Емкость для дизтоплива

БДН Карсак

Организованные источники:

0032 Котельная Юнкер КСГВ-40

0033-0034 Котельная Буран КВА 233 (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0033, объем газа переходит на резервный котел №0034)

0035 Котельная марка Сигнал 50 С

0036-0037-001 Котельная RLS28 котел RIELLO 5000 TMR2 – работает на газу (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0036, объем газа переходит на резервный котел №0037)

0036-0037-002 Котельная RLS28 котел RIELLO 5000 TMR2 – работает на ДТ (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0036, объем ДТ переходит на резервный котел №0037)

0038 Котельная «Сигнал» КОВ-63СТ

0039-0040 Резервуары РВС

0045 Передвижной сварочный агрегат

0046 Передвижной сварочный агрегат

0241 Печь ПП-0,63

Неорганизованные источники:

6203-6336, 7208-7214, 7228-7234 Скважины

6355-6488, 7165, 7187-7188, 7235-7241 Дренажная емкость на устье скважин

6507-6519 ГЗУ

6521-6533 Дренажная емкость на ГЗУ

6535-6536 Насосы для нефти

6537-6538 Отстойник ОПФ-3000

6540 Шламонакопитель

6541 Сварочный пост с САГом

6543, 7120 Пост газорезки

7121 Дренажная емкость ЕП-16

7122 Насосы для нефти НБ-50

7123 ОГ-200

БДН Байчунас

Организованные источники:

0047-0051, Резервуары РГС

0052 Пункт налива нефти

0054 Дизельная электростанция ДЭС

0055 Передвижной сварочный агрегат (САГ)

Неорганизованные источники:

6544-6562, 7242-7246 Скважины

6587-6605, 7247-7251 Дренажная емкость на устье скважин

6630 Насосы для нефти

6634 Пост газорезки

6635 Дренажная емкость

7124-7127 ГЗУ

БДН Алтыкуль

Организованные источники:

0056-0057 Резервуары для хранения нефти

0059 Резервуары РВС

0060 Дизель генератор

0062 Передвижной сварочный агрегат

0247 Резервуары РГС (Кызылжар)

0248 Дренажная емкость (РВС №8) 100м³

Неорганизованные источники:

6636 Сварочный пост с САГом

6637 Сварочный трансформатор ТДМ-402

6638 Пост газорезки

639-6670, 7128-7129, 7166, 7189-7192, 7217-72219 Скважины

6671-6702, 7130-7131, 7167-7170, 7221-7223 Дренажная емкость на устье скважин

6703-6704 ГЗУ

6705, 7225, 7252-7253 Дренажная емкость на ГЗУ

6707-6710 Насос для нефти НБ-125

6711 Дренажная емкость ЕП-3

6712 Шламонакопитель

7134 Узел учета нефти

7135, 7205 АГЗУ (ОЗНА)

7136 Дренажная емкость ЕП-12,5 емкость подземный с подогревом

БДН Кошкар

Организованные источники:

0069 Дизельная электростанция
0070 Передвижной сварочный агрегат
0071 Пункт налива нефти
0255, 0262 РГС для нефти

Неорганизованные источники:

6713 Сварочный пост САГом
6714 Сварочный пост ТДМ-502
6715 Пост газорезки
6717-6730, 7215-7216, 7254-7256 Скважины
6732-6745, 7226-7227, 7257-7259 Дренажная емкость на устье скважин
6747-6748 ГЗУ
6749-6750, Дренажная емкость на ГЗУ
6751-6752 Насосы для нефти
7197 Отстойник ОГ-200
7203 Дренажная емкость на ЕП
7204 Узел учета нефти

БДН Восточный Макат

Организованные источники:

0074-0075, 0256 Котельная КС-ТГВ-31,5 Дон (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочих котлов №0074-0075, объем газа переходит на резервный котел №0256)
0076-0077 Котельная Буран КВА-233 (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0076, объем газа переходит на резервный котел №0077)
0078-0079 Котельная КВА-116 (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0078, объем газа переходит на резервный котел №0079)
0082 Дизель электростанция
0083 Передвижной сварочный агрегат
0084 Передвижной сварочный агрегат

Неорганизованные источники:

6755 Сварочный пост с САГом
6756 Сварочный пост ТДМ-502
6757-6758 Пост газорезки
6759-6850, 7137-7138, 7172, 7260-7261 Скважина
6851-6942, 7139-7140, 7262-7263 Дренажная емкость на устье скважин
6943-6949, 7141 ГЗУ
6950-6956, 7142 Дренажная емкость на ГЗУ
6957 Шламонакопитель
7143-7147 Насосы для нефти ЦНС, СИН 50

Автоколонна Восточный Макат

Организованные источники:

0087 Пост зарядки аккумуляторных батарей
0088-0090, 0249 Ремонтно-мастерская цех (РМЦ)
0080-0081 Котельная Буран КВА 500 (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0080, объем газа переходит на резервный котел №0081)

Неорганизованные источники:

6958 Вулканизационный цех

6959 Стенд для очитки и диагностики ЭВН

7148 Сварочный пост ТДМ-502

ППН В.Макап

Организованные источники:

0093-0096, 0250 Печь ПТ-16/150 для подготовки нефти (4 рабочий, 1 резервный в случае неисправности одного рабочего котла №0093-0096, объем газа переходит на резервный котел №0250)

0097-0098 Печь ПП-0,63 для подогрева пресной воды

0101 Котельная КС ТГВ-31,5 Сармат-1

0102-0108, 263 Резервуары РВС

0110 Химическая лаборатория

0111 Передвижной сварочный агрегат (САГ)

0257 Бензиновая портативная мини электростанция

Неорганизованные источники:

6963-6965 Нефтегазосепаратор

6967-6968 Газосепаратор

6969 Отстойник ОПФ-3000

6970-6971 Дренажная емкость ЕП-16

7266 Дренажная емкость ЕП-8

6972 Отстойник ОБН-3000

6975-6979, 7178-7179 Насос для нефти

6980 УПОГ (установка предварительного отбора газа)

6981 РПГ-200 (ресивер попутного газа)

6982-6983 Сварочный пост с САГом

УПГ Восточный Макап

Организованные источники:

0112-0113 Газоперекачивающие агрегаты компрессорной станции

0114 Дизельная электростанция

0115 Емкость для хранения дизтоплива

0268 Ребойлер

Неорганизованные источники:

6984 Входной сепаратор

6986 Гликолевая установка

6987 Факельный скруббер

6988 Установка одоризации

6989, 7206-7207 Узел учета газа

БНД С.Жолдыбай

Организованные источники:

0129-0130 Котельная Буран КВА 116

0131-0132 Котельная Vessmann

0134,261 Дизель электростанция

0135 Передвижной сварочный агрегат

0137-0139 Печь марки ПТ 16/150 (2 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочих котлов №0137-0138, объем газа переходит на резервный котел №0139)

0140 Котельная КОВ-50СТ

0141-0144 резервуары РВС

0260 Химическая лаборатория

Неорганизованные источники:

6992 Сварочный пост с САГом
6993 Сварочный пост ТДМ-502
6994 Пост газорезки
6995-7024, 7149-7150 Скважина
7025-7054, 7151-7152 Дренажная емкость на устье скважин
7055-7057 ГЗУ
7058-7060 Дренажная емкость на ГЗУ
7061-7062 Нефтегазосепараторы
7063 Газосепаратор
7065 Отстойник ОГ-200
7066 Отстойник ОПФ-3000
7067-7071, 7153-7154 Насосы для нефти (6 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочих насосов №7067-7071, 7153, подключается резервный насос №7154)
7072-7073 Дренажная емкость ЕП-16

ЦППН Карсак

Организованные источники:

0147-0150 Печь ПТ-16/150 для подготовки нефти (3 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочих котлов №0147-0149, объем газа переходит на резервный котел №0150)
0151-0152 Печь ПП-0,63 для подготовки нефти
0153-0155 Котельная АКГВ 23,2 и АКВГ 23,2 Сигнал (1 рабочий, 2 резервный в случае неисправности рабочего котла №0153, объем газа переходит на резервные котлы №0154-0155)
0156 Котельная КСГ-40 Юнкер
0157 Котельная КОВ 50С Сигнал
0268-269 Котельная Ваумак Вум-SE-24, Jaguar JTV 24/H-R4
0158 Передвижной сварочный агрегат
0159 Дизель электростанция
0160 Дизель электростанция
0161 Печь подогрева ТП-800 (резерв)
0162-001 Печь ППН-3Ж
0162-002 Печь ППН-3Ж
0163-0172 Резервуары РВС
0176 Химическая лаборатория
0251 Емкость для нефти РГС 47м3
0252 Пункт налива нефти
0258, Котельная КОВ-16СТ Сигнал
0268-0269 котельная Ваумак Вум-SE-24, Jaguar JTV 24/H-R4.

Неорганизованные источники:

7074 Сварочный пост с САГом
7075 Сварочный пост ТДМ-502
7076-7086, 7155 Насосы для нефти
7087-7089 Дренажная емкость
7091 Узел замера нефти
7092 Пост газорезки

ППН Алтыкуль

Организованные источники:

0177-0179 Резервуар РВС
0181-0182 Резервуар РГС
0270-001 Печь ПТНН-1000

0270-002 Печь ПТНН-1000

0184 Печь подогрева ТП-800 (резерв)

0186, 0259 Котел Ква-58 ЛЖ/ГН (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0186, объем газа переходит на резервный котел №0259)

0187 Емкость для дизтоплива

0188 Дизельная электростанция (ДЭС)

0253 Хим.лаборатория

Неорганизованные источники:

7094-7097 Насосы для нефти

7102 дренажная емкость

ЦРП Макат

Организованные источники:

0189-0196 Резервуары РВС

0197-0198 Котельная ДОН 31,5 и Хопер 63Квт

0254 Хим.лаборатория

Неорганизованные источники:

7180 Насос для нефти

УПРЭО Доссор

Организованные источники:

0199 Котельная КОВ-63СТ

0200 Передвижной сварочный агрегат

0201-0205 Ремонтно-мастерская цех

0264-0265 Бензиновая портативная мини электростанция Genpower 275 кВт

Неорганизованные источники:

7104 Сварочный пост с САГом

7106, 7264-7265 Пост газорезки

Автоколонна Доссор

Организованные источники:

0206-0207 Котельная

0208 Передвижной сварочный агрегат

0209-0219 Емкости АЗС (Аи-90)

0220 Дизель электростанция

0221 Пост зарядки аккумуляторных батарей

0222-0227 Ремонтно-мастерская цех

Неорганизованные источники:

7108 Сварочный пост ТДМ-502

7109 Вулканизационный цех

Доссор АУП

Организованные источники:

0229 Дизель электростанция

0230-0233 Котельная Навиен 535 и Хопер-63СТ

Пожарная команда (Доссор)

Организованные источники:

0235-0236 Котельная КОВ-23СТ, АОГВ-23,2

Гостиница

Организованные источники:

0237 Котельная Jaguar JTV 24/H-R4

Служебная квартира

Организованные источники:

0238-0239 Котельная Буран UK-303, "Navien" 535GTD

УТРО

Организованные источники:

0240 Котельная КОВ 63 СТ

От топливосжигающих устройств (топки котлов, печи подогрева нефти, устьевые нагреватели нефти) с дымовыми газами выбрасываются в атмосферу диоксиды азота и серы, оксид углерода, твердые частицы (сажа, мазутная зола), метан;

Источниками выделения взвешенных веществ и абразивной пыли является процесс металлообработки;

От сварочных работ в атмосферу поступают пары сварочного аэрозоля, фтористого водорода, оксиды марганца, фториды и соединения кремния.

В процессе вулканизации камер в атмосферу поступают пары бензина и оксид углерода; в процессе зарядки аккумуляторов – пары серной кислоты.

При работе дизельных передвижных сварочных агрегатов САГ и ДЭС в атмосферу поступают: оксид углерода, керосин, формальдегид, сажа, бенз(а)пирен, диоксиды азота и серы. Приоритетным загрязняющим веществом, выбрасываемым в атмосферу организованными и неорганизованными источниками, являются углеводороды.

Основные производственные показатели на **2022г.** по добыче нефти, попутного нефтяного газа, **использования его на собственные нужды по НГДУ «Доссормунайгаз»**

Таблица 8.1.-Мощность НГДУ по основным видам продукции

Наименование месторождения	Наименование производимой продукции, ед.изм.	Мощность производства по основным видам продукции	
		2020г	2021г
Северный Жолдыбай	Добыча нефти, тыс.т/год	24,2	23,404
	Добыча газа, млн.м3/год	155,2	140,424
Восточный Макат	Добыча нефти, тыс.т/год	164,1	167,548
	Добыча газа, млн.м3/год	13 492,9	20,105
Байчунас	Добыча нефти, тыс.т/год	2,9	2,92
	Добыча газа, млн.м3/год	-	-
Карсак	Добыча нефти, тыс.т/год	27,8	26,170
	Добыча газа, млн.м3/год	-	-
Алтыкуль	Добыча нефти, тыс.т/год	25,8	25,840
	Добыча газа, млн.м3/год	-	-
Ботакан	Добыча нефти, тыс.т/год	109,6	85,82
	Добыча газа, млн.м3/год	4 889,5	4312,08
Кошкар	Добыча нефти, тыс.т/год	3,9	8,37
	Добыча газа, млн.м3/год	-	-

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

Под разработкой нефтяного месторождения понимается осуществление процесса перемещение жидкостей и газа в пластах к эксплуатационным скважинам. Управление процессом движения жидкостей и газа достигается размещением на месторождении нефтяных, нагнетательных и контрольных скважин, количеством и порядком ввода их в эксплуатацию, режимом работы скважин и балансом пластовой энергии. Принятая для конкретной залежи систем разработки предопределяет технико-экономические показатели. Перед забуриванием залежи проводят проектирование системы разработки. На основании данных разведки и пробной эксплуатации устанавливают условия, при которых будет протекать эксплуатация: ее геологическое строение, коллекторские свойства пород (пористость, проницаемость, степень неоднородности), физические свойства жидкостей в пласте (вязкость, плотность), насыщенность пород нефти водой и газом, пластовые давления. Базируясь на этих данных, производят экономическую оценку системы, выбирают оптимальную. Добыча нефти на месторождении ведется механизированным способом с поддержанием пластового давления путем обводнения – закачки пластовой при отделении нефти и воды.

Доставленная на поверхность продукция скважин направляется в выкидную линию, по которой доставляется до групповых замерных установок (ГЗУ), где в замерном трапе определяется дебит нефти и газа каждой скважины при подключении ее на замер. ГЗУ являются автоматическими замерными установками, позволяющими более точно учесть дебит жидкости скважин за счет исключения газовой составляющей при проведении замера.

После ГЗУ продукция скважин проходит первую ступень сепарации в сепараторе, где происходит отделение газа от жидкости. Отделившейся газ через регулятор давления поступает на осушку в газосепаратор и далее через узлы замера подается как топливо на печи подогрева нефти и котельные.

Замеренный на ГЗУ флюид поступает в сборные коллекторы и транспортируется на установку подготовки нефти (ЦППН). Основные функции центрального пункта сбора нефти неизменны и заключаются в следующем:

сброс газа из флюида;
отделение пластовой воды из дегазированной нефти;
обезвоживание и обессоливание нефти для придания товарных кондиций;
сбор, использование и утилизация отделенного газа;
сбор, утилизация и закачка в пласт отделенной пластовой воды;
транспортировка подготовленной нефти до пунктов перекачки нефти в систему магистральных трубопроводов НКТН КазТрансОйл.

Дальнейшая подготовка нефти до товарной кондиции осуществляется на ЦППН. Сбор нефти осуществляется со всех месторождений НГДУ. Непосредственно на месторождениях нефть проходит внутрипромысловую подготовку, а только потом откачивается дожимными насосными станциями на подготовку.

Технологический процесс подготовки нефти проходит по нижеследующей схеме:

Жидкость, отделившаяся в сепараторе, поступает на печи подогрева, где нагревается до 60⁰С и затем поступает в горизонтальный отстойник, в котором происходит отделение воды песка от нефти. Нефть с некоторым содержанием воды направляется в резервуар товарной нефти, откуда насосами подается по нефтепроводу в резервуарный парк на месторождения. Пластовая вода с отстойника поступает на установку ОПФ, где осуществляется очистка воды от механических примесей и затем в буферную емкость. Так же на установку ОПФ подается вода из водозаборных скважин, и после смешивания и выравнивания давления через узлы замера насосами направляется на водораспределительные пункты для закачки в пласт.

Нефть с участков поступает в технологический резервуары, где путем добавления химреагентов происходит отделение воды от нефти. С резервуаров нефтяная эмульсия насосами подается на печи подогрева, затем поступает в резервуары с товарной нефтью. По мере подготовленности предтоварных резервуаров нефть технологическим насосами перекачивается на товарные резервуары КТО.

Отделившаяся вода поступает в водяные резервуары, откуда поступает на ЦНС (центральная насосная станция), и водяными насосами (НБ-125) подает на нагнетательные скважины для закачки в пласт. Газ, выделившийся на первой и второй ступени сепарации, поступает на осушку в газосепаратор ГС, который далее полностью используется на собственные нужды.

В целях повышения качества нефти, в процессе отделения воды и газа в продукцию скважин добавляют химические реагенты. Закачка реагентов – деэмульгатора осуществляется блочной дозировочной установкой БДР-2,5. Для осуществления процесса деэмульсации нефти на ЦППН применяется химреагентов диссолван.

Доссорская группа месторождений Цех добычи нефти и газа Ботахан

Газожидкостная смесь эксплуатационных скважин по выкидным линиям поступает в 9 автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) №1,2,3,4,5,6,7,8,9. В АГЗУ производятся замер дебитов жидкости эксплуатационных скважин счетчиком TOP. Замер производится автоматический блоком местной автоматики (БМА), в случае отказа БМА скважины замеряются ручным способом через переключатель скважинный механический (ПСМ). Дебиты скважин поступают в систему телемеханики, т.е. сидя у пульта можно управлять АГЗУ. Пробы отбираются либо со скважины, либо в АГЗУ. В химической лаборатории определяют содержание воды в нефти.

С автоматических групповых замерных установок (АГЗУ) №1, №2, №3, №4, №5, №6, №7, №8, №9 газожидкостная смесь в объеме 2500 м³/сутки поступает на НГС 1-й ступени. Давление на входе НГС 1-й ступени 0,3 МПа, а на выходе 0,28 МПа.

До НГС - 1 производится дозировка хим.реагента Диссолван 4795 через блок БР-2,5 в соотношении 50 г/т.

На нефтегазосепараторе производится отделение газа от жидкости. Отделившийся газ давлением 0,18 МПа подается на газосепаратор ГС-1-2,5-600-1 и после окончательной очистки от жидкости через узлы замера СВГМ 1600 Р-0,18МПа используется:

- на печах подогрева нефти ПТ 16/150М №1, №2, №3.
- для отопления социально бытовых объектов.
- на месторождение Карсак.
- На ППН Карсак.

Нефтяная эмульсия с остаточным содержанием газа через печи подогрева нефти ПТ – 16/150 3 единицы (1 в резерве) поступает в отстойник ОГ – 200, где происходит разделение нефтяной эмульсии и сброс пластовой воды. Отделившаяся вода под давлением 0,15 МПа поступает в отстойник патронного фильтра ОПФ-3000, где производится очистка пластовой воды от механических примесей. Сбор подготовленной пластовой воды производится в резервуары №4,5 $V=1000 \text{ м}^3$ попеременно. Из резервуара подготовленная пластовая вода через подпорные насосы К – 150 – 125 - 200 подается на прием насосов ЦНС 180/425 №1, №2, для закачки через водораспределительные пункты ВРП №1, №2, №3, №4 в нагнетательные скважины.

С отстойника ОГ-200 нефтяная эмульсия поступает в нефтегазосепаратор НГС -2-ой ступени (КСУ) для полного отделения газовых паров из нефти. Отделившийся газ с давлением 0,12 МПа после окончательной очистки от жидкости через узлы замера СВГМ 160 Р-0,12МПа используется на печи ПП – 0,63 для отопления административной зданий, бокса и здания КНС.

Нефть с КСУ поступает в технологический переточный резервуар № 1 $V= 1000 \text{ м}^3$, проходя через маточник нефть промывается и через переток высотой 9,3 м, поступает в технологические резервуары РВС № 1 $V= 700 \text{ м}^3$ и РВС № 2 $V= 1000 \text{ м}^3$, попеременно.

Предварительно обезвоженная нефть с технологических резервуаров центробежным насосом ЦНС 180/128 №1, поршневыми насосами НБ – 125 №2, №3 перекачивается на ППН Карсак, для дальнейшей подготовки нефти по нефтепроводу, Ø219х10мм, протяженностью 11 км.

Цех добычи нефти и газа Карсак (БДН Карсак)

Газожидкостная смесь эксплуатационных скважин по выкидным линиям поступает в 11 автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) №1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11 центрального участка и в 2 автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) №12,13 участка Неокомского горизонта. Давления АГЗУ 1-2атм. В АГЗУ производятся замер дебитов жидкости эксплуатационных скважин счетчиком СКЖ. Замер производится автоматический блоком местной автоматики (БМА), в случае отказа БМА скважины замеряются ручным способом через переключатель скважинный механический (ПСМ). Дебиты скважин поступают в систему телемеханики, т.е. сидя у пульта можно управлять АГЗУ. Пробы отбираются либо со скважины, либо в АГЗУ. В химической лаборатории определяют содержание воды в нефти.

С автоматических групповых замерных установок (АГЗУ) №1, №2, №3, №4, №5, №6, №7, №8, №9, №10, №11 газожидкостная смесь в объеме $4000 \text{ м}^3/\text{сутки}$, а также газожидкостная смесь в объеме $250 \text{ м}^3/\text{сутки}$ с коллектора СП Неокомского горизонта через блок гребенку со средней обводненностью 98% и содержанием хлористых солей 50000 мг/л , поступает в резервуары № 5 и 6, каждый объемом 400 м^3 , где происходит отделение воды от нефти за счет гравитационного отстоя. Отделившаяся вода поступает в резервуар № 2, объемом 568 м^3 . С этого резервуара пластовая вода подпорными насосами К-200/32 – 2 ед., подается через ОПФ-3000 – 3 ед., где происходит очистка воды от песка и механических примесей на резервуар №7, объемом 1000 м^3 , для хранения пластовой воды. С резервуара пластовая вода подпорными насосами К-100-65-200 2ед подается на прием насосов ЦНС-180-425 – 2 ед. (1 в резерве) и ЦНС 180-340 -2 ед. (1 в резерве). Этими насосами пластовая вода закачивается в пласт через

водораспределительные пункты (ВРП) в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления (ППД).

Отделившаяся нефть (обводненность 15-20%) с перетока резервуаров №5,6, высотой 6,5 м поступает в технологический резервуар № 4. С резервуара № 4, объемом 568м³, нефть насосами НБ-125 – 2 ед. перекачивается на резервуар №8 ППН Карсак, для дальнейшей подготовки.

БДН Байчунас

Скважинная продукция по выкидным линиям через нефтепроводной коллектор поступает на емкости № 1, 2 и 3 каждый объемом - 125 м³, где происходит разделение воды и нефти за счет гравитационного отстоя.

Пластовая вода с 3-х емкостей подается по трубопроводу на прием насоса (ЦНС–180/85 – 2 ед.) и закачивается в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления.

Нефть с емкостей № 1, 2 и 3 через переток поступает на емкость № 5 и 6, каждый объемом 60 м³ и 50 м³ далее подается на прием насоса (НБ–125 – 2 ед.) и откачивается на стояк налива на автоцистерны для перевозки нефти на ППН Карсак (для дальнейшей подготовки и сдачи нефти).

Цех добычи нефти и газа Доссор. БДН Алтыкуль

Скважинная продукция по выкидным линиям поступает в групповую замерную установку (ГЗУ – 2 ед.), где происходит замер жидкости по каждой скважине в замерном мернике. Продукция скважины с ГЗУ давлением 0,3атм. поступает на емкость № 1 объемом 200 м³, где происходит разделение воды и нефти за счет гравитационного отстоя. На вход коллектора через БР-2,5 подключается дозировка хим.реагентом «Дисолван V-4795» для обезвоживания нефти.

Пластовая вода сбрасывается на емкость № 3 объемом 50 м³. С емкости № 3 пластовая вода насосами (НБ-125 – 2 ед.) при давлении 40атм. закачивается через водораспределительный пункт (ВРП – 1 ед.) в нагнетательные скважины (4 скважины)

Нефть с емкости № 1 с небольшим содержанием воды (10-15%) через переток поступает на емкость № 2 объемом 200 м³. Нефть насосами (НБ – 125 2-ед) при давлении 4-25атм. откачивается по нефтепроводу Алтыкуль – ППН Алтыкуль (ф219х8 мм, протяженность 27,5 км) для дальнейшей подготовки нефти.

При аварии нефтепровода нефть откачивается на резервуар № 8 объемом 1000 м³. После ликвидации аварии нефть с резервуара № 8 подается на прием насоса (НБ-125 – 2 ед.) для откачки нефти на ППН Алтыкуль.

БДН Кошкар

Скважинная продукция по выкидным линиям через ГЗУ по коллектору под давление 2-3 атм. поступает на РВС № 2 объемом 700 м³, где происходит разделение воды и нефти за счет гравитационного отстоя. Замер жидкости по каждой скважине происходит на замерном мернике.

С РВС №2 пластовая вода сбрасывается на резервуар РВС № 1 объемом 700 м³. Пластовая вода подается на прием насоса (ЦНС-60/264 – 2 ед.) и закачивается в нагнетательные скважины.

Нефть с РВС № 2 через переток поступает на РВС № 3 объемом 400 м³. Далее нефть подается на прием насоса (НБ-125 – 2 ед.) и откачивается на стояк налива. Автоцистернами АЦН нефть перевозится на ППН Алтыкуль для дальнейшей подготовки и сдачи.

С отстойника ОГ-200 нефтяная эмульсия поступает в технологическую емкость № 1 V= 100м³.

Предварительно обезвоженная нефть с технологической емкости поршневыми насосами НБ – 50 перекачивается на стояк налива нефти, для перевозки на ППН Алтыкуль, для дальнейшей подготовки нефти до товарной кондиции.

Скважинная продукция 2го участка по выкидным линиям через блок гребенку поступает на емкость № 2 объемом 47 м³. Отделившаяся пластовая вода поступает на емкость №3 объемом 50 м³. С емкости №3 пластовая вода подается по трубопроводу на прием насоса (НБ-50 -1ед.) и откачивается на АЦН для перевозки пластовой воды на 3ий участок.

Нефть с емкости № 2 через перетёк поступает на емкость №1 объемом 50 м³ и далее подается на прием насоса (НБ-50 –1ед.) и откачивается на стояк налива на автоцистерны для перевозки нефти на ППН Алтыкуль (для дальнейшей подготовки и сдачи нефти).

Цех по подготовке и перекачки нефти Карсак – Ботахан - Байчунас

На ППН Карсак проводится подготовка нефти месторождений Ботахан, Карсак, Байчунас по следующей технологической схеме:

1. Предварительно обезвоженная нефть на месторождении Ботахан с деэмульгатором Диссолван V 4795 с содержанием воды 3 – 10% и хлористых солей 5900 – 6300мг/л по нефтяному коллектору Ø219х10мм, протяженностью 11км поступает на ППН Карсак попеременно в резервуары №2 V = 1000м³ и №7 V = 2000м³.
2. Предварительно подготовленная нефть месторождений Байчунас доставляются нефтеналивными автоцистернами на ППН Карсак в дренажную емкость. После отбора проб на процент обводненности и учета объема доставляемой нефти, ее насосом НБ – 125 №1 перекачивают в резервуар №7 V=1000м³.
3. Нефть месторождения Карсак с обводненностью 3-15% по нефтяному коллектору Ø219х8мм, протяженностью 3 км поступает на ППН Карсак в резервуар №8 V = 2000м³, откуда насосом НБ-125 №2 откачивают через печи подогрева в резервуар №3.

С резервуаров №2, №7 насосами ЦНС – 180/85 №1, №2, нефть прокачивается через печи подогрева нефти ПТ 16/150, ПП-0,63 и с температурой 60 - 65°С заполняет резервуар №3. Все печи работают на попутном газе, поступающему по газопроводу Ботахан – ППН Карсак, в зимнее время дополнительно подключается печи ТП – 800 и ППН-3Ж на мазутном топливе.

Перед печами в нефтяной поток на прием насоса с БР – 2,5 подается деэмульгатор Диссолван V 4795 с удельным расходом 190г/т.

Перед резервуаром №3 на выходе с печи подогрева в нефтяной коллектор через эжектор подается нагретая на печи ПП-0,63 пресная промывочная вода в объеме 10 – 12%.

В технологическом резервуаре №3, куда через маточник и водяную подушку из пресной воды поступает нагретая нефть с промывочной водой, происходит полное обезвоживание и обессоливание смеси нефти 3-х месторождений.

С технологического резервуара №3 по перетоку высотой 6,4м нефть поступает в резервуар №1 V=1000м³, а с него через печь нагрева ПТ16/100М №3 в один из коммерческих резервуаров №10, №11, №12.

После проведения аналитического контроля качества нефти в соответствии СТ РК 1347-2005, подготовленная нефть с коммерческих резервуаров сдается представителям ТОО «КазТрансОйл» и насосами ЦНС 180/340 №1, №2 через выходные задвижки №162, №164, через узел замера «КУУН» по нефтепроводу Ø219мм откачивается в магистральный нефтепровод Узень – Атырау – Самара.

Пластовая вода с резервуаров №1,2,3,7,8 насосом НБ-125 №1 откачивается в сборный пункт месторождения Карсак.

ППН Алтыкуль

На ППН Алтыкуль подготавливается нефть месторождений: Алтыкуль, Кошкар.

Сырая нефть месторождения Алтыкуль с содержанием воды 5-15% по нефтяному коллектору, диаметром 219х8мм, протяженностью 30 км поступает в резервуар № 1, V=4000м³.

Нефть с месторождения Кошкар перевозимая автоцистернами на ППН Алтыкуль в дренажную емкость $V=100\text{м}^3$, а затем насосом НБ -50 эта нефть откачивается в РВС №1.

В РВС №1 происходит отделение пластовой воды от нефти за счет гравитационного отстоя. Отделившаяся в резервуаре пластовая вода сбрасывается в накопительную емкость $V=60\text{м}^3$. Нефть с РВС №1 прокачивается насосами НБ-125 №1, №2 через печи подогрева нефти на мазутном топливе ППН-3Ж, ТП-800 и с температурой 60-65°C поступает попеременно в товарные резервуары №2, №3.

Деэмульгатор Диссолван V4795 с удельным расходом 170-190 г/т подается в нефтяной коллектор перед печами с БР- 2,5.

Нагретая пресная промывочная вода объемом 15 - 20% для обессоливания нефти подается в нефтяной коллектор до печей.

Отстоявшаяся пластовая вода от механических примесей и нефтепродуктов откачивается на автоцистерны для перевозки с последующей закачкой для поддержания ППД на Бригады добычи нефти ЦДНГ №4 Доссор.

После отстоя с товарных резервуаров №2 или №3 отбираются пробы нефти на аналитический контроль. При достижении содержания хлористых солей в нефти до 100 мг/дм³ нефть сдается представителям АНУ. После этого из товарного резервуара откачивается поршневыми насосами НБ-125 №1, №2 по нефтепроводу ППН Алтыкуль - ЦРП Макат в резервуар №6.

***Макатская группа месторождений.
БДН Восточный Макат. ППН В.Макат.***

С автоматических групповых замерных установок (АГЗУ) №1, №2, №3, №4, №5, №6, №7 газо-жидкостная смесь в объеме 2000 м³/сутки поступает через УПОГ (установка предварительного отбора газа) на НГС - 1 (АГЗУ №№5,6) и НГС – 3 (АГЗУ №№1,2,3,4,7) 1 ступени. Давления на входе НГС – 1 и НГС - 3 0,24 МПа, а на выходе 0,18 МПа.

На нефтегазосепараторах производится отделение газа от жидкости. Отделившийся газ с 2-х сепараторов давлением 0,20 МПа подается на газосепаратор ГС-1-2,5-600-1, и после окончательной очистки от жидкости подается на УПГ (установка переработки газа). Переработанный газ через узлы замера СВГМ 5000 используется:

- на печах подогрева нефти ПТ 16/150М №3, №4, №5
- на печах подогрева газа ПП-0,63 №6
- на печах подогрева воды ПП-0,63 №1, №2
- для отопления социально бытовых объектов
- на ребойлер для подогрева ТЭГ на УПГ
- на двигатель компрессора УПГ
- на месторождение Северный Жолдыбай
- в газопровод Казтрансаймак

Нефтяная эмульсия с остаточным содержанием газа поступает в отстойник ОБН – 3000/6, где происходит разделение нефтяной эмульсии и сброс пластовой воды. Отделившаяся вода под давлением 0,18 МПа поступает в отстойник патронного фильтра ОПФ-3000, где производится очистка пластовой воды от механических примесей. Сбор подготовленной пластовой воды производится в резервуар № 8, $V=1000\text{ м}^3$. Из резервуара подготовленная пластовая вода подается на прием насосов ЦНС 180/340 №1, №2, для закачки через водораспределительные пункты ВРП №1, №2, №3 в нагнетательные скважины.

С отстойника ОБН-3000/6 нефтяная эмульсия поступает в нефтегазосепаратор НГС - 2-ой ступени (КСУ) для полного отделения газовых паров из нефти. Нефть с КСУ поступает в технологический резервуар №5, затем насосом ЦНС-38/220 (ЦНС-38/154) прокачивается через печь подогрева ПТ 16/150 №3, №4 (резервный).

До печи производится дозировка хим.реагента Диссолван 4795 через блок БР-2,5 в соотношении 150 г/т.

Для обессоливания нефти используется пресная вода с резервуара №10 $V=1000\text{м}^3$ в объеме 60м^3 . Для подогрева пресной воды применяется печь ПП-0,63 №1, №2. Подогретая промывочная вода насосом К-100-65-200 подается через эжектор в нефтяной коллектор на выходе с печи подогрева.

Нефть с печи подогрева поступает в технологический резервуар № 6 $V= 1000\text{м}^3$ проходя, через маточник и водяную подушку $H=5,8\text{м}$ нефть промывается и через переток высотой $8,6\text{ м}$ поступает в товарные резервуары РВС № 7 $V= 2000\text{м}^3$ и РВС № 9 $V= 1000\text{м}^3$.

С товарных резервуаров каждые 2 часа производится отбор проб нефти на аналитический контроль качества продукции. Подготовленная товарная нефть с товарных резервуаров центробежными насосами ЦНС 180/340 №1, №2 перекачивается для сдачи ЦРП Макат по нефтепроводу, $\varnothing 219 \times 8\text{мм}$, протяженностью 11 км .

Нефть месторождения Северный Жолдыбай поступает в РВС №5, дальше подготовка идет вместе с нефтью Восточный Макат.

БДН Северный Жолдыбай, ППН С.Жолдыбай

Продукция эксплуатационных скважин по внутрипромысловой системе сбора и транспортирования нефти по однотрубной лучевой системе поступает на 3 групповые замерные установки. На групповых замерных установках скважины подключены к измерительному устройству, где производится поочередной замер дебита жидкости.

Газожидкостная смесь в объеме 958 м^3 с небольшим содержанием газа с АГЗУ №1, №2, №3 поступает в НГС 1-й ступени с $P=2,0-2,2\text{ кгс/см}^2$. В коллектор до входа в нефтегазосепаратор производится подача деэмульгатора Диссолван V 4908 с удельным расходом 170 г/т . В нефтегазосепараторе НГС – 1 происходит разгазирование нефтяной продукции. Отделившийся от нефти газ с $P=2,0-1,8\text{ кгс/см}^2$ поступает в газосепаратор на осушку, а затем через распределительный шкаф используется на собственные нужды.

Водонефтяная эмульсия с нефтегазосепаратора поступает на печь подогрева ПТ 16/150 и с $T = 45-50^\circ\text{C}$ заполняет горизонтальный отстойник ОГ – 200, где происходит предварительное обезвоживание нефти. В качестве топлива в печах подогрева нефти ПТ 16/150 №1, №2 используется газ, поступающий по газопроводу Восточный Макат – Северный Жолдыбай. Отделившаяся подтоварная вода сбрасывается на ОПФ-3000 (отстойник с патронным фильтром), где производится отделение уловленной нефти от воды. После отстоя подтоварная вода поступает в водяной резервуар №4 откуда насосами ЦНС 60/330, ЦНС 60/297 закачивается в систему ППД в нагнетательные скважины через водораспределительные пункты ВРП №1, №2.

Нефть с отстойника ОГ-200 поступает на 2 ступень сепарации НГС-2 (КСУ) для полного отделения газа от нефти – дегазацию. Отделившийся из нефти газ с $P=1,2-1,0\text{кгс/см}^2$ отводится в общую газоравнительную систему.

С нефтегазосепаратора НГС-2-ой ступени нефть поступает в резервуар №3, оборудованный специальным маточником, через водяную подушку из пластовой воды высотой $180-190\text{см}$.

На резервуаре №3 имеется два перетока:

- верхний переток $4,00\text{ метра}$ с поступлением нефти на товарные резервуары №1, №2;
- нижний переток $2,00\text{ метра}$ на повторную деэмульсацию консольными насосами К-65-50 №1, №2, через печь подогрева ПТ-16/150М №2 и с температурой 80°C поступает обратно на РВС №3.

С резервуара №3 подготовленная нефть поступает в товарные резервуары №1, №2 $V=1000\text{м}^3$ на отстой. После отстоя производится отбор проб нефти на аналитический контроль качества продукции. Подготовленная товарная нефть центробежными насосами ЦНС-180/212 №1, №2 с $P=10-21\text{ кгс/см}^2$ перекачивается по нефтепроводному коллектору, диаметром $219 \times 8\text{мм}$, протяженностью 20 км в центральный пункт сбора и подготовки

нефти (ЦПСП) Восточный Макат для дальнейшей подготовки и сдачи потребителю «КазТрансОйл».

Бригада по подготовке и транспортировке газа (УПГ) на месторождении В.Макат.

Установка подготовки газа (УПГ), рассчитана на переработку попутного нефтяного газа в объеме 20млн. нм³/год. Установка будет компримировать попутный газ, и приводить его в состояние, соответствующее ГОСТ 5542-87.

Комплекс предназначен для сжатия и обезвоживания 2360 нм³/час. Газ, поступающий на установку водонасыщен.

Любые свободные жидкости, содержащихся в газе будут удалены во Входном Сепараторе MBD-1000 до его поступления в блок компрессоров. Проектируемое давление на входе в установку в пределах 1,5 – 1,8 бар.

Свободные жидкости из блока входных сепараторов направляются в резервуар для пластовой воды, ABJ-1200, через регулятор уровня, LIC-1004, который регулирует клапан контроля уровне LV-1004.

Газ из входных сепараторов поступает в блок трех стадийных поршневых компрессоров, CBA-2000 / 2100. Давления увеличивается от 1,5 – 1,8 бар на входе до 64,5 бар на выходе.

Вертикальные приемные газоочистители установлены на входе в первый, второй и третий ступени компрессора, чтобы удалить любую свободную жидкость.

Охладитель воздуха с приводом от вала предусмотрен для охлаждения технологических газов, выходящих из каждой ступени компрессора.

Газ, выходящий из компрессора проходит через трех фазный сепаратор. Любая извлеченная вода должна быть отправлена обратно в третью ступень газоочистки компрессора, тогда как «богатый» газ и конденсат должна быть смешанны и отправлены для дальнейшей обработки.

Триэтиленгликоль нагнетается в "богатый" технологический газ / конденсат, чтобы препятствовать образованию гидратов. Газ проходит через два газ / газ теплообменника, где входящий газ охлаждается сначала "сухим" технологическим газом от теплого сепаратора, MBD-3040, а затем технологическим газом, выходящим из холодного сепаратора, MBD-3030, в теплообменниках HBA-3010 и HBA-3020. Входящий "богатый" газ охлаждается примерно с 51,7°C до -26°C.

Затем газ проходит через расширительный клапан Джоуля Томпсона, PV-3001, который еще больше охлаждает газ до -46°C. Расширительный клапан JT поддерживает противодавление компрессорам на 65,0 бар. После этого, газ поступает в холодный сепаратор, где конденсируемые жидкие углеводороды отделяются от потока технологического газа.

"Сухой" технологический газ нагревают в газ-газ теплообменнике, HBA-3020, и смешивают с любым "сухим" технологическим газом, который выделился в подогретом сепараторе, прежде чем она была направлена далее через клапан обратного давления, PV-3002. PV-3002 поддерживает давление до 26,5 бар в холодном сепараторе, чтобы обеспечить перепад температур в PV-3001 достаточного для выделения жидкости. Затем газ еще больше нагревается в газ-газ теплообменнике, HBA-3010, откуда экспортный газ выходит с температурой около 47°C.

Конденсат из холодного сепаратора MBD-3030 нагревают в теплообменнике HBA-3020 до его поступления в подогретый сепаратор, MBD-3040. Этот сепаратор позволяет удалять смесь триэтиленгликоль/вода из потока конденсата. Эта смесь затем отправляется в системы регенерации этиленгликоля.

Конденсат из подогретого сепаратора, MBD-3040, направляется в Колонну по Стабилизации Жидких Углеводородов через регулирующий клапан уровня, LV-3003.

До поступления в стабилизатор жидких углеводородов, часть потока поступающего конденсата нагревается от потока исходящего конденсата для поддержания заданной температуры в ребойлере (испарителе).

Смесь триэтиленгликоль/вода из подогретого сепаратора направляется в Регенератор этиленгликоля (ЭГ) через клапан контроля уровня, LV-3004

Рейбойлер регенератора является газовым обогревателем. Температура в Регенераторе поддерживается путем регулирования термостата рейбойлера.

Товарный газ одоризируется и замеряется.

Установка одоризации оснащено емкостью хранения одоранта, MBD-5000, предназначенный для хранения одоранта достаточного на несколько месяцев. Азот используется для создания давления в емкости до 50 КПа, чтобы обеспечить достаточное давление на всасе насосов закачки одоранта. Предусмотрены два насоса закачки одоранта, одна в рабочем режиме и одна запасная.

Наконец товарный газ проходит через отводную линию установок с клапаном - отсекающим, SDV-1010, откуда она направляется по трубопроводу пользователям.

Топливный газ из напорного коллектора завода, до замера и одоризации, направляется на блоки компрессоров.

Топливный газ используется в следующих целях:

- Топливный газ для компрессоров;

Масла для смазки двигателя и компрессора должны храниться в резервуарах для хранения реагентов в специально отведенных местах для хранения химических веществ на территории УПП.

Для обеспечения надежности, системы сжатия состоят из 2 х 100% газовых компрессоров. Эти установки работают с приводом от газовых двигателей, 271 кВт согласно HYSYS. Используются три стадии сжатия с промежуточным воздушным охлаждением.

Для выполнения требований ГОСТ 5542-87 для экспортного газа, выбрана установка Джоуля-Томпсона (JT) с закачкой триэтиленгликоля.

Отделившиеся жидкие углеводороды нагреваются до 48,6°C и направляются на стабилизационную колонну. Поток разделяется и примерно 21% потока используется для охлаждения потока в нижней части стабилизационной колонны и для уменьшения нагрузки рейбойлера до менее 40 кВт. Рейбойлер нагревается с помощью газового нагревателя.

ЦРП Макат

Центральный резервуарный парк цеха ППН Макат включает 8 (восемь) резервуаров, общий объем 16000 м³, каждый РВС объемом 2000 м³. Резервуары предназначены для приема товарной нефти с месторождения Восточный Макат, Северный Жолдыбай, ЦДНГ №4 Доссор, а также сторонних организаций.

На ЦРП Макат товарная нефть с м/р Северный Жолдыбай, Макат, Восточный Макат и сторонних организаций поступает по нефтепроводу Северный Жолдыбай - ЦРП Макат, диаметром 219х8мм, протяженностью 31 км.

Нефть ЦДНГ №4 Доссор (м/р Алтыкуль, Кошкар) откачивается по нефтепроводу ППН Алтыкуль - ЦРП Макат, диаметром 219х8мм, протяженностью 47 км. в РВС №6.

Прием производят в ЦРП Макат товарные резервуары РВС № 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8. После заполнения резервуаров производится отстой и отбор контрольной пробы на определение содержания хлористых солей и воды в нефти. При содержании хлористых солей до 100мг/л приглашаем представителей НПС Макат для отбора арбитражной пробы по ГОСТУ 2517-85 и по обоюдному техническому соглашению идет порядок приема, транспортировки и сдачи нефти.

8.2. Характеристика залповых выбросов

Залповые выбросы, как сравнительно непродолжительные и обычно во много раз превышающие по мощности средние выбросы, присущи многим производствам. Их

наличие предусматривается технологическим регламентом и обусловлено проведением отдельных (специфических) стадий определенных технологических процессов.

В каждом из случаев залповые выбросы - это необходимая на современном этапе развития технологии составная часть (стадия) того или иного технологического процесса (производства), выполняемая, как правило, с заданной периодичностью (регулярностью).

В целом ряде случаев фиксируемые при этом уровни загрязнения воздуха отдельными примесями превышают действующие критерии качества атмосферного воздуха. В этих случаях требуемое качество атмосферного воздуха может быть обеспечено за счет уменьшения количества отходящих веществ во время залповых выбросов от отдельных источников данного предприятия и мероприятий организационного характера, проводимых в масштабе предприятия. Например, изменение графика работы таким образом, чтобы технологические операции с большими выбросами выполнялись в разное время. В частности, для снижения концентрации загрязняющих веществ до ПДК, при возможности организованного управления стадиями технологического процесса (режима работы оборудования), может назначаться специальное время, когда все или большинство из нормально функционирующих источников выбросов (машин и оборудования) данного предприятия имеют перерыв в работе (с момента окончания одного рабочего дня до начала другого) и в течение которого допускаются залповые выбросы. Проведение залповых выбросов в специально выделенное для этого время иногда позволяет обеспечить не превышение критериев качества атмосферного воздуха. В этом случае установление нормативов ПДВ для таких залповых источников выбросов и всех других источников производится обычным образом, на основании расчетов загрязнения атмосферного воздуха для предприятия в целом на основе многовариантных расчетов.

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций в период эксплуатации объекта может быть нарушение технологического процесса, технические ошибки персонала, отключение систем водоснабжения, энергоснабжения, нарушение противопожарных правил и правил по технике безопасности, природно-климатические факторы и т.п.

С целью предотвращения аварийной ситуации на месторождениях предусмотрен планово-предупредительный ремонт и другие работы по нормальной эксплуатации технологического оборудования (освидетельствование аппаратов, сосудов, работающих под давлением; осмотр диафрагмы; проверка работы редуктора, опорожнение пылеуловителей, замерных линий, линий редуцирования, участков газопроводов, импульсных линий, линий подводящих газопроводов), данные виды работ сопровождаются залповыми выбросами газа в атмосферу, которые являются регламентными выбросами в атмосферу.

Аварийные выбросы на территории месторождениях НГДУ «Доссормунайгаз» в основном связаны с нарушением технологического режима, значительной изношенностью оборудования и коррозионными процессами. По отчетным данным предприятия за 2016 год на территории НГДУ аварийных разливов и ситуаций не наблюдалось, так ведется контроль качества выполнения работ, соответствия материалов и конструкций установленным требованиям, квалификация и ответственность технических руководителей и исполнителей, организация системы защиты от неблагоприятных стихийных явлений.

Возможность локальных аварий существенно снижается при соблюдении установленных законодательными актами и отраслевыми нормами требований по охране труда, производственной санитарии и пожарной безопасности.

На предприятии разработан план мероприятий по предотвращению аварийных ситуаций и действий персонала при их возникновении. В последнее время состояние оборудования требует значительных ремонтов и дополнительной оснастки, в связи с этим для сокращения аварий на нефтепроводах необходима своевременная их диагностика, планово-предупредительный и капитальный ремонты оборудования с заменой на новое.

Для снижения риска возникновения промышленных аварий и уменьшения ущерба разрабатывается комплекс мер по обеспечению безопасности и ликвидации аварий.

В планах по предупреждению и ликвидации аварий необходимо предусмотреть:

- соблюдение необходимых мер между объектами и опасными участками потенциальных источников возгорания;
- обеспечение беспрепятственного проезда аварийных служб к любой точке производственного участка;
- обеспечение безопасности производства на наиболее опасных участках;
- регулярные технические осмотры оборудования, ремонт и замена неисправных материалов и оборудования;
- применение материалов, оборудования и арматуры, обеспечивающих надежность эксплуатации, термоизоляции горячих поверхностей;
- обучение пересмотра правил техники безопасности, пожарной безопасности, соблюдению правил эксплуатации при выполнении работ;
- для борьбы с возможным пожаром необходимо предусмотреть достаточное количество противопожарного оборудования, средств индивидуальной защиты и медикаментов.

Согласно технологическому регламенту, с целью обеспечения выполнения требований безопасности по ведению технологического процесса на предприятии предусмотрены регламентные залповые выбросы через свечу.

На НГДУ «Доссормунайгаз» установлены 28 свечей, предназначенных для выброса в атмосферный воздух газа, выпускаемого из газопроводов печей на случай проведения плановых ремонтов и предотвращения аварийных ситуаций.

Регламентные залповые выбросы газа от свечей на газопроводах технологических печей на промплощадках НГДУ «Доссормунайгаз» составляют 0,127868 т/год.

Таблица 8.4.1 Выбросы вредных веществ при регламентном залповом выбросе

код	Вещество наименование	Класс опасности	Суммарный выброс вещества	
			г/с	т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	2	0,018064	0,000091
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	-	25,294190	0,127483
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	-	0,047741	0,000241
1716	Смесь природных меркаптанов	3	0,010581	0,000053
Всего			25,370576	0,127868

8.3. Перспектива развития предприятия

Сведения о перспективном плане развития НГДУ «Доссормунайгаз» приняты в проекте согласно данным предоставленными заказчиком «Основные производственный показатели».

В плане развития предприятия на 2022г планирует снижение объемов добычи нефти, в связи с этим идет уменьшение производственных мощностей.

8.4. Передвижные источники выбросов

Выброс *i*-того загрязняющего вещества (г/с) движущимся автотранспортным потоком на автомагистрали (или ее участке) с фиксированной протяженностью *L* (км) определяется по формуле:

$$M_{L_i} = \frac{L - L_0}{3600} \sum_{1}^K M_{K.I}^{\Pi} \cdot G_K \cdot r_{V_{K.I}} \quad (5.2) \text{ где:}$$

$M_{K.I}^{\Pi}$ -пробеговой выброс *i*-го вредного вещества автомобилями *K*-й группы для городских условий эксплуатации, г/км (по табл. 1.);

K- количество групп автомобилей;

G_K - фактическая наибольшая интенсивность движения, т.е. количество автомобилей каждой из K групп, проходящих через фиксированное сечение выбранного участка автомагистрали за единицу времени в обоих направлениях по всем полосам движения, шт/час;

$\Gamma_{V_{K.1}}$ - поправочный коэффициент, учитывающий среднюю скорость движения транспортного потока (V , км/ч) на выбранной автомагистрали (или ее участке), (по табл.2);

$1/3600$ - коэффициент пересчета «час» в «сек»;

L - протяженность автомагистрали (или ее участка), км;

L_0 - протяженность очереди автомобилей перед запрещающим сигналом светофора и длина соответствующей зоны перекрестка (для перекрестков, на которых проводились дополнительные обследования), км.

Таблица 8.6.1. Автотранспорты по месторождениям НГДУ «Доссормунайгаз»

Наименование группы автомобилей	Кол-во автотранспорта, шт.	Годовой пробег, км/год
Легковые бензиновые	33	1,071245
Легковые дизельные		
Автобусы бензиновые	6	0,104235
Автобусы дизельные	10	0,374132
Грузовые бензиновые с грузоподъемностью до 3 т (в т.ч. работающие на сжиженном нефтяном газе) и микроавтобусы	8	0,238088
Грузовые бензиновые с грузоподъемностью более 3 т (в т.ч. работающие на сжиженном нефтяном газе)		
Грузовые дизельные	99	1,066488
Грузовые газобаллонные, работающие на сжатом природном газе		
Всего:	156	2,854188

Таблица 8.6.2. Нормативные выбросы вредных веществ в атмосферу от автотранспорта

Наименование группы автомобилей	Количество, шт.	Общий пробег, млн.км.	Поправочный коэф.учитывающий ср. скорость транспорта	Выброс, г/км								Всего, т/год
				CO	NOx (в пересчете на NO ₂)	CH	сажа	SO ₂	Формальдегид	соединения свинца	бенз/а-пирен	
Легковые	33	1,071245	0,3	19	1,8	2,1	-	0,065	0,006	0,019	1,7*10 ⁻⁶	
расчеты, т/г				6,1061	0,5785	0,6749	-	0,0209	0,0019	0,0061	0,0000005	7,3884
Автобусы	6	0,104235	0,3	97,6000	5,3000	13,4000	-	0,3200	0,0300	0,0410	0,0000064	
бензиновые				3,0520	0,1657	0,4190		0,0100	0,0009	0,0013	0,0000002	3,6490
Автобусы	10	0,374132	0,75	8,8	8	6,5	0,3	1,45	0,31	-	6,7*10 ⁻⁶	
дизельные				2,4693	2,2448	1,8239	0,0842	0,4069	0,0870	-	0,000002	7,1160
Грузовые и спец	99	1,066488	0,75	8,5	7,7	6,0	0,3	1,25	0,21	-	6,5*10 ⁻⁶	
с дизельным ДВС				6,80	6,1590	4,7992	0,2400	0,9998	0,1680	-	0,000005	19,1648
Грузовые с бензин	8	0,238088	0,3	69,4000	2,9000	11,5000	-	0,2000	0,0200	0,0260	6,3*10 ⁻⁶	
ДВС до 3-х тн				4,9570	0,2071	0,8214		0,0143	0,0014	0,0019	0,0000004	6,0031
ИТОГО:	156	2,854188		23,3832	9,3551	8,5384	0,3241	1,4519	0,2593	0,0092	0,00000828	43,321

8.5. Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/г) принятых для расчета ПДВ

В результате обследования, проведенного на площадках НГДУ, определен количественный и качественный состав источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Количество выделяющихся вредных веществ рассчитывалось, по утвержденным методикам МООС РК, представленным в:

- «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;
- РД 39-142-00 "Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г;
- «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», РНД 211.2.02.03-2004, Астана-2004г.;
- «Методика определения выбросов автотранспорта для сводных расчетов загрязнения атмосферы городов», РНД 211.2.02.11-2004, Астана-2004г.;
- «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана-2005г.;

- Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, Алматы-1996г.;
- Справочник «Охрана атмосферного воздуха. Расчет содержания вредных веществ и их распределения в воздухе».
- Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от установок малой производительности по термической переработке ТБО и промтоходов» Москва ,1998г
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» №237 от 20 марта 2015г.
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение 13 к Приказу МООС №100-п от 18 апреля 2008 года;
- Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.

8.6. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ

Результаты расчетов выбросов от организованных и неорганизованных стационарных источников представлены в виде таблицы 3.3. Таблица составлена с учетом требований РНД 211.2.02.02-97 «Рекомендациями по оформлению и содержанию проекта нормативов ПДВ для предприятий».

Таблица 8.6.1. - Показатели работы газоочистных и пылеулавливающих установок

Номер источника выделения	Наименование и тип пылегазоулавливающего оборудования	КПД аппаратов, %		Код загрязняющего вещества по котор. происходит очистка	Коэффициент обеспеченности K(1),%		Капитальные вложения, млн. тенге	Затраты на газочистку, млн. тенге/год
		проектный	фактический		нормативный	фактический		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПГОУ на предприятии отсутствуют								

8.7. Проведение расчетов и определение предложений нормативов ПДВ

8.7.1. Расчет приземных концентраций

Для проведения расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу использован программный комплекс «Эра», версия 2.0, НПО «Логос», г. Новосибирск, согласованный с ГГО имени Воейкова, г. Санкт-Петербург и МООС Республики Казахстан. Расчет рассеивания в приземном слое атмосферы показал, что превышение ПДК не наблюдается на границе санитарно-защитной зоны месторождений НГДУ.

Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе проводится в соответствии с требованиями «Методики расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» РНД 211.2.01.01-97.

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.

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

- при номинальной загрузке технологического оборудования предприятия;
- при средней температуре самого жаркого месяца;
- без учета фоновых концентраций загрязняющих веществ.

Метеорологические характеристики по району расположения месторождения НГДУ «Доссормунайгаз» выданы органами РГП «Казгидромет» Министерства охраны окружающей среды РК. Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, приведены в таблице 8.7.1.

Таблица 8.7.1. Метеорологические характеристики района

Наименование	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности	1,0
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, °С	+37,3
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца года, °С	-10,9
Скорость ветра, повторяемость превышений которой составляет 5%	11
Среднегодовая роза ветров, %	9
Румбы	17
С	16
СВ	10
В	11
ЮВ	11
Ю	14
ЮЗ	-10,9
З	11
СЗ	9

Предварительными расчетами определены перечень загрязняющих веществ атмосферного воздуха, для которых необходимо рассчитывать концентрацию и расстояния рассеивания. В таблице 8.7.2. приводятся расчеты определения перечня ингредиентов, доля которых М/ПДК > Ф.

Таблица 8.7.2. Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Выброс вещества г/с	Средневзвешенная высота, м	М/(ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо		0.04		0.22302		0.5575	Расчет
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на	0.01	0.001		0.00543		0.543	Расчет
0302	Азотная кислота (5)	0.4	0.15		0.002		0.005	-
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		0.2748695	0.0888	1.8325	Расчет
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный	5	3		6.71523538	0.0256	1.343	Расчет
0410	Метан (727*)			50	1.710116		0.0342	-
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50	4.3281024	0.0097	0.0866	-
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30	0.460479		0.0153	-
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров)	1.5			0.052923		0.0353	-
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		0.045516		0.1517	Расчет
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0.2			0.00466		0.0233	-
0621	Метилбензол (349)	0.6			0.0826		0.1377	Расчет
0627	Этилбензол (675)	0.02			0.001165		0.0583	-
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		0.00000006		0.006	-
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	1	0.5		0.0352		0.0352	-
1129	Триэтиленгликоль			1	0.00052		0.0005	-
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид)	0.03	0.01		0.01235	0.4696	0.4117	Расчет
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете	0.00005			0.000229781		4.5956	Расчет
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в	5	1.5		0.1259		0.0252	-
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное,			0.05	0.005951		0.119	Расчет
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			8.3974172	0.0070	8.3974	Расчет
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		0.09613		0.1923	Расчет
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси	0.3	0.1		0.00125		0.0042	-
2930	Пыль абразивная (Корунд белый,			0.04	0.036		0.9	Расчет
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0184	Свинец и его неорганические соединения /в	0.001	0.0003		0.0000834		0.0834	-
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		1.79541740005	0.0884	8.9771	Расчет
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		0.56258587001	0.3438	1.4065	Расчет
0322	Серная кислота (517)	0.3	0.1		0.00015563		0.0005	-
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0.5	0.05		1.474060554	0.0337	2.9481	Расчет
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			0.00028212		0.0353	-
0342	Фтористые газообразные соединения /в	0.02	0.005		0.00114		0.057	-
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0.2	0.03		0.0029		0.0145	-
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.01235	0.4696	0.247	Расчет

2904	Мазутная зола теплоэлектростанций /в		0.002	0.00794242	0.3971	Расчет
------	--------------------------------------	--	-------	------------	--------	--------

Карты рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы и результаты расчета загрязнения атмосферы представлены таблицами в приложении 3.

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

Максимальные значения приземных концентрации по всем веществам не достигают границы СЗЗ предприятия, согласно результатам расчета рассеивания и рассеиваются на расстоянии от 5 до 458,9 метров. Зона распространения максимальных концентраций загрязняющих веществ ограничивается расстоянием до 458,9 м.

Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ для промплощадок НГДУ показал, что уровень загрязнения за пределами промышленной площадки составил менее 1 ПДК.

По условиям самоочищения атмосферы от промышленных выбросов — это относительно благоприятный район. Дополнительный вклад по созданию условий самоочищения атмосферы в приземном слое вносят такие климатические факторы, как осадки, метели, грозы и град. Большие скорости ветра, практически отсутствие штилей в течение всего года создают условия для быстрого рассеивания вредных промышленных выбросов в приземном слое.

Загрязнения атмосферного воздуха сопредельных территорий в результате трансграничного переноса воздушных масс, содержащих вредные выбросы, не прогнозируется.

8.7.2. Предложения по установлению нормативов ПДВ

Предложения по нормативам ПДВ по каждому источнику и ингредиенту отражены в таблице 8.7.3. и в Приложении 2. Анализ результатов расчетов приземных концентраций загрязняющих веществ в зоне влияния предприятия показал, что превышения нормативного показателя не наблюдается, следовательно, расчетные значения выбросов загрязняющих веществ можно принять как предельно-допустимые выбросы.

На основе проведенных расчетов и результатов расчетов приземных концентрации вредных веществ, предлагается установить нормативы выбросов загрязняющих веществ для НГДУ «Доссормунайгаз» по расчетным показателям.

Обоснование уменьшения валовых вредных выбросов

По сравнению с заключением ГЭЭ на проект ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу для промплощадок НГДУ «Доссормунайгаз» АО «Эмбаунайгаз», разработанный на 2020г (KZ06VCZ00518651) общий валовый выброс вредных веществ увеличен *от 622,63325626 т/год до 625,83463115 т/год, т.е. валовые выбросы увеличены на 1% (в выбросы включены выбросы от сжигания газа на факельной установке).*

Сжигание газа на факелах.

Согласно утвержденному протоколу рабочей группы по НГДУ «Доссормунайгаз» рассматривается сжигание газа на факелах по категориям В7 и В8.

Объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования (V₇) включает в себя неизбежное сжигание сырого газа при работе технологического оборудования в соответствии с технологией, применяемой недропользователем.

Объем сжигания сырого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V₈) включает в себя неизбежное сжигание сырого газа при опорожнении и продувках газопроводов и технологического оборудования, предусмотренных технической документацией, план-графиками технического обслуживания, планово-предупредительного, текущего, восстановительного (среднего) и капитального ремонтов.

На месторождениях В.Макат, Ботакан, С.Жолдыбай планируется сжигание газа согласно протоколу ПРППГ по категориям В7и В8. Объем сжигаемого газа приведен в протоколе рабочей группы (приложение 11).

Также в таблице 8.7.3 приведены обоснование разниц между разрешенными лимитами и фактическими выбросами ЗВ.

Таблица 8.7.3 - Обоснование разниц между разрешенными лимитами и фактическими выбросами ЗВ

Годы	Разрешенный лимит выбросов, т/год	Фактические выбросы ЗВ, т/г	Примечания	Обоснование уменьшения фактических валовых вредных выбросов
1	2	3	4	5
2013	1434,1867393701	1203,931401	Годовая добыча нефти – 451 070 тн; Годовая добыча газа – 30 262,565 тыс. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 26 723,015 тыс. м3;	-
2014	1367,2156466	744,1640415	Годовая добыча нефти – 404 700 тн; Годовая добыча газа – 22 907,01 тыс. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 16 825,319 тыс. м3;	Фактические выбросы ЗВ в 2014 году ниже разрешенного лимита в связи с несколькими причинами: 1. Лимиты были взяты на основании показателей добычи углеводородов на 2013 год, но в связи с резким снижением добыча нефти и газа 2014 году фактические выбросы оказались ниже ожидаемых (расчетных); 2. В связи с запуском УПП (установка переработки газа) в конце 2013 года фактические выбросы ЗВ уменьшились, так как объем газа переработанный УПП передавался КазТрансАймак потребителем
2015	850,369953582	605,362762682	Годовая добыча нефти – 411 750 тн; Годовая добыча газа – 22 439,2 тыс. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 17 665,681 тыс. м3;	В расчетах проекта ПДВ на 2015 год объем используемого попутного газа печами подогрева нефти был взят на основании паспортных данных. Но фактический объем используемого попутного газа печами подогрева нефти оказался меньше чем расчетный
2016	711,51599089	581,1863240294	Годовая добыча нефти – 372 300 тн; Годовая добыча газа – 21 991,26 тыс. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 17 812,458 тыс. м3;	В расчетах проекта ПДВ на 2016 год объем используемого попутного газа печами подогрева нефти был взят на основании паспортных данных. Но фактический объем используемого попутного газа печами подогрева нефти оказался меньше чем расчетный. А также в конце 2015 года были ликвидированы месторождения Бек-беке, Сагиз, Танатар, Комсомольский, в связи с этим фактические выбросы ЗВ

				уменьшились.
2017	676,5132423	533,838	Годовая добыча нефти – 364 060 тн; Годовая добыча газа – 19 373,41 тыс. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 15 457,962 тыс. м3;	После замечания со стороны Департамента экологий планируемый объем используемого попутного газа с 2017 года был снижен примерно на 30%. В этой связи разница выбросов загрязняющих веществ между разрешенном лимитом и фактом стала значительна меньше.
2018	618,35598847	464,709	Годовая добыча нефти – 438 944 тн; Годовая добыча газа – 23 135,2 тыс. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 11 522,662 тыс. м3;	В 2018 году были демонтированы печи подогрева, НГС, ГС, насосы, выбросы от которых были нормированы в существующем проекте ПДВ на 2017г.
2019	618,35598847	220,956 (за 9 мес.)	Добыча нефти за 9-месяцев – 272 513 тн; Добыча газа за 9-месяцев – 14196,247 тыс. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 10104,999 тыс. м3 (за 9-месяцев)	К концу 2019 года ожидается увеличения фактических выбросов вредных веществ в атмосферу и это связано с увеличением плановых показателей добычи газа. Плановая добыча газа в 2019 году 23 135,2 тыс.м3.
2020	622,6332563	332,7097872 (за 9 мес.)	Добыча нефти за 9-месяцев – 257 694 тн; Добыча газа за 9-месяцев – 16315,753 тыс. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 10 601,011 тыс. м3 (за 9-месяцев)	В 2020 г были демонтированы печи подогрева Плановая добыча газа в 2020 году 22 124,491 тыс.м3

Мероприятия по снижению выбросов в атмосферу для достижения нормативов ПДВ

Специальные мероприятия по снижению объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период нормирования не предусматриваются, так как на границе СЗЗ по всем загрязняющим веществам приземные концентрации не превышают предельно-допустимых значений, установленных санитарными нормами.

Для уменьшения влияния работающего технологического оборудования предприятия на состояние атмосферного воздуха, снижения приземных концентраций и предотвращения сверхнормативных и аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу на предприятии проводятся следующие мероприятия:

- тщательная технологическая регламентация проведения работ;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдению правил эксплуатации при выполнении работ;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта с целью контроля токсичности выбросов.

В качестве организационных мероприятий по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предлагаются мероприятия общего характера: производить полив территории промплощадок для снижения пыления в летнее время, влажную уборку помещений, контроль за технологическим режимом работы оборудования.

Реализация этих мероприятий в сочетании с хорошей организацией производственного процесса и производственного контроля за состоянием окружающей

среды, позволит обеспечить соблюдение нормативов предельно-допустимых выбросов и уменьшить негативную нагрузку на воздушный бассейн.

В настоящее время на промплощадках НГДУ налив нефтепродукта осуществляется под слой нефтепродукта т.е. нижний налив, а не подающей струей, следовательно согласно Приложения №18 РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г. выбросы загрязняющих веществ сокращаются на 50 %.

8.7.3. Размер санитарно-защитной зоны

Санитарно-защитная зона (СЗЗ) устанавливается с целью обеспечения безопасности населения, размер которой обеспечивает уменьшение воздействия загрязнения на атмосферный воздух (химического, биологического, физического) до значений, установленных гигиеническими нормативами.

По своему функциональному назначению СЗЗ является защитным барьером, обеспечивающим уровень безопасности населения при эксплуатации объекта в штатном режиме.

Критерием для определения размера СЗЗ является соответствие на ее внешней границе и за ее пределами концентрации загрязняющих веществ для атмосферного воздуха ПДК.

Источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека являются объекты, для которых уровни создаваемого загрязнения за пределами промышленной площадки превышают 1.0 ПДК.

Для группы производственных объектов, расположенной на общей производственной площадке, устанавливается единая СЗЗ с учетом суммарных выбросов в атмосферный воздух и физического воздействия всех источников.

В соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к проектированию производственных объектов» утвержденными Постановлением правительства РК №237 от 20.12.2015 года, размеры санитарно-защитных зон (СЗЗ) для месторождений НГДУ «Доссормунайгаз» должно быть не менее 1000 м, как для объекта I класса опасности. Согласно Экологическому Кодексу РК предприятие НГДУ «Доссормунайгаз» I класса опасности согласно классификации производственных объектов относится к I категории по значимости и полноте оценки.

Анализируя результаты можно констатировать, что по площадке размещения источников выбросов вредных веществ, радиус превышения нормативного уровня ПДК не наблюдается. Следовательно, уточнения размеров СЗЗ по результатам расчетов не требуется.

Уточнение санитарно – защитной зоны согласно «розы ветров»

Расчеты СЗЗ должны проверяться расчетом загрязнения атмосферы с учетом перспективы развития предприятия и фактического загрязнения атмосферного воздуха. Полученные таким образом размеры расчетной СЗЗ должны уточняться отдельно для различных направлений ветра в зависимости от результатов расчета и среднегодовой розы ветров района.

Полученные размеры СЗЗ уточняются отдельно для различных направлений ветра в зависимости от среднегодовой розы ветров района по формуле:

$$I = I_0 \cdot P / P_0$$

где I – уточненный размер СЗЗ в направлении противоположном розе ветров, м;

I_0 – нормативный размер СЗЗ, полученный на основании проведенных расчетов, 1000 м;

P – среднегодовая повторяемость рассматриваемого направления ветра, %;

P_0 – повторяемость направлений ветров при круговой розе ветров (при восьмирумбовой розе ветров $P_0 = 100/8 = 12,5\%$).

По данным метеостанции г. Атырау повторяемость ветра и штилей указаны ниже в таблице.

Размер СЗЗ приведены в таблице 8.7.4.

Таблица 8.7.4. Размер СЗЗ

Источник	Параметры	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
НГДУ «Доссормунайгаз»	P, %	11	9	17	16	10	11	11	14
	P/P ₀	0,88	0,72	1,36	1,28	0,8	0,88	0,88	1,12
	I _м , м	880	720	1360	1280	800	880	880	1120

8.7.4. Организация санитарно-гигиенического контроля на границе санитарно-защитной зоны

Санитарно-гигиенический контроль на границе санитарно-защитной зоне предприятия проводится с целью определения степени его воздействия на основные параметры окружающей среды в прилегающих к предприятию районах на территории санитарно-защитной зоны: уровнем загрязнения атмосферного воздуха.

Предлагается проведение контроля посредством ежегодных инструментальных измерений уровня загрязнения атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны в четырех направлениях (С, Ю, З, В), с привлечением специализированной аккредитованной лаборатории.

Результаты проведенных измерений должны сопоставляться с нормативами выбросов, установленными в проекте ПДВ и санитарными нормативами и требованиями.

8.8. Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемое выбросами предприятий в большой степени зависит от метеорологических условий. В отдельные периоды года, когда метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы, концентрации примесей в воздухе могут резко возрастать. Чтобы в эти периоды не допускать возникновения высокого уровня загрязнения, необходимо заблаговременное прогнозирование таких условий и своевременное сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу от предприятия. Прогнозирование периодов неблагоприятных метеорологических условий (НМУ) на территории Республики Казахстан осуществляют органы РГП «Казгидромет». Регулирование выбросов осуществляется с учетом прогноза НМУ на основе предупреждений о возможном росте концентраций примесей в воздухе с целью его предотвращения.

Для существующих источников выбросов предприятий в соответствии с Приложением 40 к приказу Министра охраны окружающей среды № 298 от 29 ноября 2010г предусматривается в периоды НМУ снижение приземных концентраций загрязняющих веществ по первому режиму на 15-20 %, по второму режиму на 20-40 %, по третьему режиму на 40-60 %.

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

- усилить контроль точности соблюдением технологического регламента производства;
- запретить работу оборудования на форсированном режиме;
- рассредоточить во времени работу технологических агрегатов, не задействованных в едином непрерывном технологическом процессе, при работе которых выбросы вредных веществ в атмосферу достигают максимальных значений;
- усилить контроль работы контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- запретить продувку и чистку оборудования, газоходов, емкостей, в которых хранились загрязняющие вещества; ремонтные работы, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- усилить контроль герметичности газоходных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;

- обеспечить усиленный контроль технического состояния и эксплуатации всех газоочистных установок;
- обеспечить бесперебойную работу всех пылеочистных систем и сооружений, и их отдельных элементов, не допускать в эти дни их отключения на профилактические осмотры, ревизии и ремонты, а также снижения производительности этих систем и сооружений;
- обеспечить максимально эффективное орошение аппаратов пылегазоулавливателей, не допускать при этом увеличения каплеуноса;
- проверить соответствие регламенту производства концентраций поглотительных растворов, применяемых в газоочистительных установках;
- ограничить погрузочно-разгрузочные работы, связанные со значительными выделениями в атмосферу загрязняющих веществ;
- необходимо подготовить к использованию запас высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ;
- интенсифицировать влажную уборку производственных помещений территории предприятий, где это допускается правилами техники безопасности;
- прекратить испытание оборудования, связанного с изменениями технологического режима, приводящего к увеличению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу;
- обеспечить инструментальный контроль степени очистки газов в пылегазоочистных установках, выбросов вредных веществ в атмосферу непосредственно на источниках и на границе санитарно-защитной зоны.

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:

- снизить производительность отдельных аппаратов и технологических линий, работа которых связана со значительным выделением в атмосферу вредных веществ;
- в случае если начало планово-предупредительных работ по ремонту технологического оборудования достаточно близко совпадает с наступлением неблагоприятных метеорологических условий, следует провести остановку оборудования;
- частично разгрузить технологические процессы, связанные с повышенными выбросами вредных веществ в атмосферу на тех предприятиях, где за счет интенсификации и использования более качественного сырья возможна компенсация отставания в периоды НМУ;
- перевести котельные и теплоэлектростанции, где это представляется возможным, на газ или малосернистое и малозольное топливо, при работе с которым обеспечивается снижение выбросов вредных веществ в атмосферу;
- ограничить движение и использование автотранспорта и других передвижных источников на территории предприятия и города согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- провести внеочередные проверки автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- сократить время движения автомобилей на переменных режимах работы и запретить работу двигателей на холостом ходу;
- прекратить обкатку двигателей на испытательных стендах;
- принять меры по предотвращению испарения топлива;
- запретить сжигание отходов производства и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пылегазоулавливающими аппаратами;
- запретить работы на холодильных установках и других установках, связанных с утечкой загрязняющих веществ.

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 относятся и электростанции, не представляется возможным выполнить остановку оборудования, так как это приведет к дополнительным выбросам загрязняющих веществ и созданию аварийной ситуации. При третьем режиме НМУ возможно проведение следующих дополнительных мероприятий:

- снизить или остановить нагрузку производств, сопровождающихся значительными выделениями загрязняющих веществ;
- отключить аппараты и оборудование, в которых заканчивается технологический цикл, и работа которых связана со значительным загрязнением воздуха;
- остановить технологическое оборудование в случае выхода из строя газоочистных устройств (ГОУ);
- запретить производство погрузочно-разгрузочных работ, отгрузку готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источником загрязнения;
- перераспределить нагрузку производств и технологических линий на более эффективное оборудование, приводящее к сокращению выбросов в атмосферу;
- остановить пусковые работы на аппаратах и технологических линиях, сопровождающиеся выбросами в атмосферу;
- запретить выезд на линии автотранспортных средств (включая личный транспорт) с не отрегулированными двигателями. Состав отработанных газов не должен превышать предельно допустимые выбросы вредных веществ, указанных в ГОСТ Р 51709-2001, ГОСТ Р 52033-2003, ГОСТ 21393-75, СТ РК 1433-2005;
- снизить нагрузку или восстановить производства, не имеющие ГОУ;
- провести поэтапное снижение нагрузки параллельно работающих однотипных технологических агрегатов и установок (вплоть до отключения одного, двух, трех и т.д. агрегатов).

8.9. Характеристика аварийных выбросов

Для снижения риска возникновения аварийных ситуации и снижения ущерба от последствий при работе на нефтяных скважинах, выявляются проблемы, анализируются ситуации и разрабатывается комплекс мер по обеспечению безопасности и оптимизации средств подавления и локализации аварий.

Снижение вероятности крупных аварий возможно при замене элементов, обладающих высокой частотой отказов.

Основным сценарием аварий является пожар, разрыв трубопровода, разгерметизация соединений, отказ запорной аппаратуры, создание избыточного давления, и т.д.

Меры безопасности предусматривают соблюдение действующих противопожарных и строительных норм и правил на объекте, в том числе:

- соблюдение необходимых расстояний между объектами и опасными участками потенциальных источников возгорания;
- обеспечение беспрепятственного проезда аварийных служб к любой точке производственного участка;
- обеспечение безопасности производства на наиболее опасных участках и системах контрольно-измерительными приборами и автоматикой;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдению правил эксплуатации при выполнении работ;
- регулярные технические осмотры оборудования, замена неисправных устройств

и оборудования;

- применение материалов, оборудования и арматуры, обеспечивающих надежность эксплуатации, термоизоляция горячих поверхностей.

На предприятии должна предусматриваться ряд мероприятий и мер по технике безопасности труда и санитарии, пожарной безопасности с целью исключения возникновения аварийных ситуаций:

1. устройство датчиков на содержание сероводорода на рабочих местах;
2. проведение испытаний вновь монтируемых систем и оборудования на герметичность;

устройство системы пожаротушения на площадках с установкой систем пенного и химического пожаротушения; обеспечение производства достаточным количеством противопожарного оборудования, средств индивидуальной защиты и медикаментов.

8.10. Контроль за соблюдением нормативов ПДВ

Контроль за соблюдением нормативов ПДВ проводится в соответствии с ОНД-90. Ответственность за проведение регулярного контроля за выбросами загрязняющих веществ и своевременную отчетность возлагается на администрацию предприятия.

Максимальный выброс (г/с) не должен превышать установленного контрольного значения ПДВ для каждого источника, годовой выброс (т/год) не должен превышать установленного значения ПДВ. В основу системы контроля положено определение величины выбросов вредных веществ в атмосферу и сравнение их с нормативными значениями.

Различают 2 вида контроля: государственный и производственный.

Для определения частоты планового государственного контроля предприятия определяют категорию опасности вещества. Источники первой категории опасности подлежат систематическому контролю не реже одного раза в квартал. В соответствии с РНД 211.3.01.06-97 в число обязательно контролируемых веществ должны быть включены все виды пыли, сернистый ангидрид, оксиды азота и углерода. Контроль соблюдения параметров нормативов эмиссий осуществляется непосредственно на источниках выбросов. Контроль проводится силами предприятия, если имеется аккредитованная лаборатория или по договору со специализированной организацией, которая имеет лицензию на право выполнения данных работ, а также аттестат аккредитации химической лаборатории.

Согласно Экологическому Кодексу Республики Казахстан Производственный экологический контроль проводится природопользователем на основе программы производственного экологического контроля, разрабатываемой природопользователем и согласованной с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Производственный мониторинг является элементом производственного экологического контроля, выполняемым для получения объективных данных с установленной периодичностью.

Система контроля ИЗА функционирует в 3-х уровнях: государственном, отраслевом и производственном. Виды контроля ИЗА классифицируются по признакам:

по способу определения параметра:

- инструментальный,
- инструментально-лабораторный,
- индикаторный,
- расчетный, по результатам анализа фактического загрязнения атмосферы;

по месту контроля: на источнике загрязнения;

- по объему: полный и выборочный;
- по частоте измерений: эпизодический и систематический;
- по форме проведения: плановый и экстренный.

При выполнении производственного контроля ИЗА службами предприятия производится:

- первичный учет видов и количества загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в утвержденном порядке;
- определение номенклатуры и количества загрязняющих веществ с помощью инструментальных, инструментально-лабораторных или расчетных методов;
- составление отчета о вредных воздействиях по утвержденным формам;
- передача информации по превышению нормативов в результате аварийных ситуаций.

Контроль над соблюдением нормативов ПДВ на предприятии подразделяются на следующие виды:

- непосредственно на источниках выбросов;
- по фактическому загрязнению атмосферы воздуха на специально выбранных контрольных точках (постах);
- на постах, установленных на границе СЗЗ или в жилой зоне района, в котором расположено предприятие.

Таблица 8.10.1

Класс опасности	Класс опасности			
	1	2	3	4
Q	1,7	1,3	1,0	0,9

Расчет критериев опасности выбрасываемых веществ в атмосферу произведен в соответствии с требованиями «Руководства по контролю источников загрязнения атмосферы». Результаты расчета приведены в таблице 8.9.2.

Определение категории опасности источников выбросов вредных веществ проведено на основании «Рекомендаций по делению предприятий на категории опасности».

Категория опасности предприятия рассчитывается по формуле:

$$КОВ_i = \left(\frac{M_i}{ПДК_{с.с.}} \right)^q,$$

где: M - масса выброса i -того вещества, т/г;

$ПДК_{с/с}$ - среднесуточная ПДК i -того вещества, мг/м³;

q - константа, позволяющая соотнести степень вредности;

i - того вещества с вредностью сернистого газа.

Категорию опасности выбросов от представленного объекта определяют, исходя из полученного значения критерия опасности КОВ в соответствии с таблицей 8.10.2.

Таблица 8.10.2.-Расчет критериев опасности (КОВ) на существующее положение

Код загр, вещества	Наименование вещества	ПДК максим, разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир, безопасн, УВ,мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Выброс вещества, усл,т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо		0,04		3	0,22302	1,569122	39,228	39,22805
0143	Марганец и его соединения /в	0,01	0,001		2	0,00543	0,039149	117,6351	39,149
0184	Свинец и его неорганические	0,001	0,0003		1	0,0000834	0,000102	0	0,34
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,2	0,04		2	1,79541740005	36,163411002	6967,4236	904,085275
0302	Азотная кислота (5)	0,4	0,15		2	0,002	0,034	0	0,22666667
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	0,56258587001	11,73285	195,5475	195,5475
0322	Серная кислота (517)	0,3	0,1		2	0,00015563	0,00017566	0	0,0017566
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,05		3	0,2748695	1,3128792	26,2576	26,257584
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0,5	0,05		3	1,474060554	44,686916485	893,7383	893,73833
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2	0,00028212	0,0073149	0	0,9143625
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	5	3		4	6,71523538	123,58127622	28,402	41,1937587
0342	Фтористые газообразные соединения	0,02	0,005		2	0,00114	0,00748	1,6882	1,496
0344	Фториды неорганические плохо	0,2	0,03		2	0,0029	0,01914	0	0,638
0410	Метан (727*)			50		1,710116	48,312744	0	0,96625488
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		4,3281024	91,6449134	1,8329	1,83289827
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		0,460479	0,199119	0	0,0066373
0501	Пентилены (амилены - смесь	1,5			4	0,052923	0,019023	0	0,012682
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,045516	0,016207	0	0,16207
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-	0,2			3	0,00466	0,001602	0	0,00801
0621	Метилбензол (349)	0,6			3	0,0826	0,867421	1,4457	1,44570167
0627	Этилбензол (675)	0,02			3	0,001165	0,000417	0	0,02085
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		1	0,00000006	0,00000008	0	0,08
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	1	0,5		3	0,0352	1,11205	2,2241	2,2241
1129	Триэтиленгликоль			1		0,00052	0,01638	0	0,01638
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	0,03	0,01		2	0,01235	0,2148	53,9069	21,48
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,01235	0,2148	53,9069	21,48
1716	Смесь природных меркаптанов /в	0,00005			3	0,000229781	0,0061432	122,864	122,864
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в	5	1,5		4	0,1259	1,7764	1,1644	1,18426667
2735	Масло минеральное нефтяное			0,05		0,005951	0,01087	0	0,2174
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	8,3974172	261,585135	149,9173	261,585135
2902	Взвешенные частицы (116)	0,5	0,15		3	0,09613	0,31556	2,1037	2,10373333
2904	Мазутная зола теплоэлектростанций		0,002		2	0,00794242	0,25076	534,1912	125,38
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	0,3	0,1		3	0,00125	0,00812	0	0,0812

8.11. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу НГДУ «Доссормунайгаз»

Таблица 8.11.1 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу по месторождениям НГДУ «Доссормунайгаз» на 2022г.

Код загр. вещества	Наименование вещества	Класс опасности	Выброс вещества	Выброс вещества,
			г/с	т/год
1	2	3	4	5
ЦДНГ Ботахан				
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо	3	0,02405	0,131029
0143	Марганец и его соединения /в	2	0,0008	0,004866
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	2	0,12007	1,600605
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,088329	0,998135
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	3	0,0104	0,11
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	3	0,0239357	0,317944
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,000101	0,003008
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	4	0,28819	6,192326
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,0002	0,00135
0344	Фториды неорганические плох	2	0,0005	0,0033
0410	Метан (727*)		0,3682	11,110732
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,3543445	16,609011
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10		0,000767	0,024084
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	2	0,0026	0,0264
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0026	0,0264
1716	Смесь природных меркаптанов /в	3	0,000127	0,003936
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,025	0,264
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	3	0,00021	0,0014
	В С Е Г О:		1,3104242	37,428526
Автоколонна Ботахан				
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,000001	0,000002
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,00039	0,000808
	В С Е Г О:		0,000391	0,00081
БДН Карсак				
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо	3	0,02236	0,226428
0143	Марганец и его соединения /в	2	0,00066	0,005552
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	2	0,06801	1,564252
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,01254	0,639014
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	3	0,0016	0,068
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	3	0,0043357	0,186756
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	4	0,19104	3,599464
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,00009	0,0006
0410	Метан (727*)		0,032	1,009152
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,385633	11,507917
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	2	0,0002	0,0144
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0002	0,0144
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	3,6046	113,774233
	В С Е Г О:		4,3232687	132,610168

Продолжение таблицы 8.11.1

1	2	3	4	5
БДН Байчунас				
0123	Железо (II, III) оксиды (ди)Железо	3	0,02025	0,106434
0143	Марганец и его соединения /в	2	0,00031	0,001606
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	2	0,02302	0,33684
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,0133	0,351
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	3	0,0017	0,045
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	3	0,0052227	0,135034
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	4	0,02225	0,29727
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,5629339	14,268321
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	2	0,0004	0,0108
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0004	0,0108
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,0041	0,108
	В С Е Г О:		0,6538866	15,671105
БДН Алтыкуль				
0123	Железо (II, III) оксиды (ди)Железо	3	0,02265	0,228652
0143	Марганец и его соединения /в	2	0,00061	0,005196
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	2	0,0431	0,61488
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,0392	0,624
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	3	0,005	0,08
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	3	0,0107645	0,183787
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	4	0,04047	0,55518
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,00014	0,00092
0344	Фториды неорганические плохо	2	0,0004	0,00264
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,097506	3,094912
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	2	0,0012	0,0192
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0012	0,0192
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	2,2068584	69,405902
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	3	0,00017	0,00112
	В С Е Г О:		2,4692689	74,835589
БДН Кошкар				
0123	Железо (II, III) оксиды (ди)Железо	3	0,04185	0,220792
0143	Марганец и его соединения /в	2	0,00045	0,004192
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	2	0,04309	0,6151
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,0392	0,624
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	3	0,005	0,08
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	3	0,0116845	0,169483
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	4	0,03971	0,54982
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,00007	0,00046
0344	Фториды неорганические плохо	2	0,0002	0,00132
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,3560889	2,1941
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	2	0,0012	0,0192
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0012	0,0192
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,0121	0,192
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	3	0,00009	0,00056
	В С Е Г О:		0,5519334	4,690227
БДН Восточный Магат				
0123	Железо (II, III) оксиды (ди)Железо	3	0,02426	0,186039
0143	Марганец и его соединения /в	2	0,00084	0,005853
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	2	0,06975	1,029334
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,04373	0,760911
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	3	0,0051	0,09
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	3	0,0108337	0,183522
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	4	0,14403	2,192776
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,00023	0,0015
0344	Фториды неорганические плохо	2	0,0006	0,00396
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,2036001	6,42058

Продолжение таблицы 8.11.1

1	2	3	4	5
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	2	0,0012	0,0216
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0012	0,0216
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	2,438698	76,731733
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	3	0,00026	0,00168
	В С Е Г О:		2,9443318	87,651088
Автоколонна Макат				
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо	3	0,00195	0,012828
0143	Марганец и его соединения /в	2	0,00017	0,001104
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	2	0,02077	0,325885
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,00333	0,052664
0322	Серная кислота (517)	2	0,00009463	0,00013626
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	3	0,00041012	0,000905324
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	4	0,09394004	1,462767108
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,00014	0,0009
0344	Фториды неорганические плохо	2	0,0006	0,00396
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в	4	0,0087	0,0342
2735	Масло минеральное нефтяное		0,004745	0,01025
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,007338	0,01585
2902	Взвешенные частицы (116)	3	0,05185	0,2131
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	3	0,00026	0,00168
2930	Пыль абразивная (Корунд белый,		0,0144	0,07569
	В С Е Г О:		0,20869779	2,211919692
ППП В.Макат				
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо	3	0,00083	0,00542
0143	Марганец и его соединения /в	2	0,00014	0,00094
0184	Свинец и его неорганические	1	0,0000417	0,000051
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	2	0,0876956	2,31257
0302	Азотная кислота (5)	2	0,0004	0,0068
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,01527	0,57942
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	3	0,0003806	0,0300986
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	3	0,0031983	0,1176131
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00002766	0,000981
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	4	0,4816333	10,01688
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,00004	0,00024
0410	Метан (727*)		0,530036	14,157305
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,3209152	10,113079
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10		0,000186	0,00575
0621	Метилбензол (349)	3	0,00108	0,1708
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1	0,00000003	0,00000004
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	2	0,0001	0,0072
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0001	0,0072
1716	Смесь природных меркаптанов /в	3	0,0000051	0,000171
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в	4	0,0217	0,3416
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,0145889	0,089
	В С Е Г О:		1,47836839	37,96311874
УПГ В.Макат				
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	2	0,4331	3,509
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,0683	0,9903
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	3	0,2147	0,4517
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	3	0,0142	0,15
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00004846	0,0009024
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	4	2,395	13,1
0410	Метан (727*)		0,055088	0,194722
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,2004726	6,3220914
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10		0,000237	0,007452
1129	Триэтиленгликоль		0,00052	0,01638

Продолжение таблицы 8.11.1

1	2	3	4	5
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	2	0,0017	0,018
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0017	0,018
1716	Смесь природных меркаптанов /в	3	0,000037681	0,0002252
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,023615	0,180822
	В С Е Г О:		3,408718741	24,959595
БДН С.Жолдыбай				
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо	3	0,0218	0,06237
0143	Марганец и его соединения /в	2	0,00049	0,00204
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	2	0,07656	1,49743
0302	Азотная кислота (5)	2	0,0004	0,0068
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,04576587	0,9198
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	3	0,0052	0,1
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	3	0,012472207	0,262078537
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,000076	0,002349
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	4	0,23834	6,22273
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,00009	0,00058
0344	Фториды неорганические плохо	2	0,00025	0,00165
0410	Метан (727*)		0,3082	9,71878
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,1274291	4,137566
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10		0,000006	0,000186
0621	Метилбензол (349)	3	0,0108	0,1708
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	2	0,0012	0,024
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0012	0,024
1716	Смесь природных меркаптанов /в	3	0,00006	0,001811
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в	4	0,0217	0,3416
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,0125	0,24
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	3	0,00011	0,0007
	В С Е Г О:		0,884649177	23,737270537
ЦППН Карсак				
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо	3	0,02175	0,16957
0143	Марганец и его соединения /в	2	0,0005	0,00364
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	2	0,3843862	10,476325
0302	Азотная кислота (5)	2	0,0004	0,0068
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,101131	2,299426
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	3	0,006	0,09
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	3	0,5607443	17,543334
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	4	1,32284	39,02751
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,00009	0,00058
0344	Фториды неорганические плохо	2	0,00025	0,00165
0410	Метан (727*)		0,41659	12,122
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,150663	13,832076
0621	Метилбензол (349)	3	0,0108	0,1708
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	2	0,0015	0,0216
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0015	0,0216
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в	4	0,0217	0,3416
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,0144	0,216
2904	Мазутная зола теплостанций	2	0,003271	0,10316
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	3	0,00011	0,0007
	В С Е Г О:		3,0186255	96,448371
ЦППН Алтыкуль				
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	2	0,35550000005	10,786160002
0302	Азотная кислота (5)	2	0,0004	0,0068
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,07721000001	1,9574900003
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	3	0,0049	0,063
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	3	0,807560907	25,0372302
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,000018	0,0000025

Продолжение таблицы 8.11.1

1	2	3	4	5
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	4	1,195582	37,075743
0410	Метан (727*)		0,000002	0,000053
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,0462841	2,25346
0621	Метилбензол (349)	3	0,0108	0,1708
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	3	0,0352	1,11205
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	2	0,0007	0,0072
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0007	0,0072
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в	4	0,0217	0,3416
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,01332	0,072877
2904	Мазутная зола теплоэлектростанций	2	0,00467142	0,1476
	В С Е Г О:		2,57454842706	79,039265702
ЦРП Макат				
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	2	0,00303	0,04785
0302	Азотная кислота (5)	2	0,0004	0,0068
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,00049	0,00778
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	3	0,00298	0,136309
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	4	0,01051	0,16613
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,00708	0,343
0621	Метилбензол (349)	3	0,0108	0,17082
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в	4	0,0217	0,3416
	В С Е Г О:		0,05699	1,220289
УПРЭО Доссор				
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо	3	0,02094	0,21742
0143	Марганец и его соединения /в	2	0,00043	0,00398
0184	Свинец и его неорганические	1	0,0000417	0,000051
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	2	0,0244056	0,39009
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,00292	0,24531
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	3	0,0141889	0,0300806
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	3	0,0012178	0,06575
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	4	0,11382	0,63815
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,00003	0,0002
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1	0,00000003	0,00000004
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	2	0,0001	0,0072
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0001	0,0072
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,0145889	0,089
2902	Взвешенные частицы (116)	3	0,01503	0,04936
2930	Пыль абразивная (Корунд белый,		0,0072	0,00653
	В С Е Г О:		0,21501293	1,75032164
Автоколонна Доссор				
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо	3	0,00033	0,00214
0143	Марганец и его соединения /в	2	0,00003	0,00018
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	2	0,0227	0,58565
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,00666	0,40224
0322	Серная кислота (517)	2	0,000061	0,0000394
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	3	0,0004	0,045
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	3	0,00246012	0,114510324
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00001	0,00007
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	4	0,07213004	1,322630108
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,00002	0,00015
0344	Фториды неорганические плохо	2	0,0001	0,00066
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		1,515152	0,5488
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10		0,459283	0,161647
0501	Пентилены (амилены - смесь	4	0,052923	0,019023
0602	Бензол (64)	2	0,045516	0,016207
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-	3	0,00466	0,001602
0621	Метилбензол (349)	3	0,03832	0,013401

Продолжение таблицы 8.11.1

0627	Этилбензол (675)	3	0,001165	0,000417
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	2	0,00015	0,0108
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,00015	0,0108
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в	4	0,0087	0,0342
2735	Масло минеральное нефтяное		0,001206	0,00062
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,00462	0,13291
2902	Взвешенные частицы (116)	3	0,02925	0,0531
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	3	0,00004	0,00028
2930	Пыль абразивная (Корунд белый,		0,0144	0,02613
	В С Е Г О:		2,28043616	3,503206832
Доссор АУП				
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	2	0,00792	0,27787
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,00321	0,2499
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	3	0,0003	0,03
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	3	0,00108	0,06761
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	4	0,02301	0,48982
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	2	0,0001	0,0072
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0001	0,0072
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,0007	0,072
	В С Е Г О:		0,03642	1,2016
Пожарная команда Доссор				
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	2	0,00277	0,0435
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,00045	0,00707
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	3	0,00021	0,00338
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	4	0,0096	0,15103
	В С Е Г О:		0,01303	0,20498
Гостиница				
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	2	0,00166	0,0261
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,00027	0,00424
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	3	0,00013	0,00203
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	4	0,00576	0,09062
	В С Е Г О:		0,00782	0,12299
Службная квартира				
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	2	0,00304	0,04785
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,00049	0,00778
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	3	0,00024	0,00372
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	4	0,01057	0,16613
	В С Е Г О:		0,01434	0,22548
УТРО				
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	2	0,00484	0,07612
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,00079	0,01237
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	3	0,00038	0,00592
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	4	0,01681	0,2643
	В С Е Г О:		0,02282	0,35871
ИТОГО			26,4739	625,8346

СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВОЗДУХООХРАННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ

9.1 Сведения об ущербе, причиняемом выбросами предприятия

В качестве мер по охране окружающей среды и для компенсации неизбежного ущерба природным ресурсам, в соответствии с Экологическим Кодексом Республики Казахстан вводятся экономические методы воздействия на предприятия – плата за загрязнение окружающей среды.

Платежи с предприятий взимаются как за нормативные выбросы (сбросы, размещение отходов) загрязняющих веществ, так и за их превышение.

9.2 Расчет платы за загрязнение природной среды

Расчет платы производится на основании «Методики расчета платы за эмиссии в окружающую среду» введенную в действие приказом №68-п от 8 апреля 2009 года Об утверждении Методики расчета платы за эмиссии в окружающую среду.

Норматив платы за выбросы загрязняющих веществ устанавливается налоговым кодексом РК Глава 71. Плата за эмиссии в окружающую среду, статья 495 от 29.12.2008г

Местные представительные органы имеют право повышать ставки, установленные настоящей статьей, не более чем в два раза, за исключением ставок, установленных пунктом 3 настоящей статьи, которые они имеют право повышать не более чем в двадцать раз.

Плата взимается за фактический объем эмиссий в окружающую среду в пределах и (или) сверх установленных нормативов эмиссий в окружающую среду:

1. Выбросов загрязняющих веществ;
2. Сбросов загрязняющих веществ;
3. Размещение отходов производства и потребления.

Предварительный расчет ущерба за загрязнение атмосферного воздуха от стационарных источников

Расчет платы за выбросы от стационарных источников осуществляется по следующей формуле:

$$C_{\text{выб}}^i = H \times V_i \times A_i,$$

где

$C_{\text{выб}}^i$ - плата за выброс i -го загрязняющего

вещества, тенге;

H – ставка платы за выбросы от стационарных источников в окружающую среду, установленная местными представительными органами области (тенге/тонну).

V_i – масса i -ого вещества, выброшенного в окружающую среду за отчетный период (тонн),

A_i – коэффициент относительной опасности, определяемый по формуле:

$A_i = 1/\text{ПДК}_v$, где ПДК_v – предельно-допустимая концентрация загрязняющего вещества.

**Определение лимитированного выброса загрязняющих веществ в атмосферу
от стационарных источников**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Ставка платы за 1 тонну (МРП)	МРП. за 2020год	Выброс вещества т/год,	Сумма платежа
1	2	3	4	5	6
ЦДНГ Ботахан					
0123	Железо (II, III) оксиды	30	2778	0,131029	10919,9569
0143	Марганец и его соединения	-	2778	0,004866	
0301	Азота (IV) диоксид (4)	20	2778	1,600605	88929,6138
0304	Азот (II) оксид (6)	20	2778	0,998135	55456,3806
0328	Углерод (593)	24	2778	0,11	7333,92
0330	Сера диоксид (526)	20	2778	0,317944	17664,9686
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (528)	124	2778	0,003008	1036,17178
0337	Углерод оксид (594)	0,32	2778	6,192326	5504,73012
0342	Фтористые газообразные соединения	-	2778	0,00135	
0344	Фториды неорганические	-	2778	0,0033	
0410	Метан (734*)	0,02	2778	11,110732	617,31227
0415	Смесь УВ предельных C1-C5	0,32	2778	16,609011	14764,7464
0416	Смесь УВ предельных C6-C10	0,32	2778	0,024084	21,4097126
1301	Проп-2-ен-1-аль (482)	-	2778	0,0264	
1325	Формальдегид (619)	332	2778	0,0264	24348,6144
1716	Смесь природных меркаптанов	-	2778	0,003936	
2754	Углеводороды предельные C12- 19	0,32	2778	0,264	234,68544
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	10	2778	0,0014	38,892
Автоколонна Ботахан					
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (528)	124	2778	0,000002	0,688944
2754	Углеводороды предельные C12- 19	0,32	2778	0,000808	0,71827968
БДН Карсак					
0123	Железо (II, III) оксиды	30	2778	0,226428	18870,5095
0143	Марганец и его соединения	-	2778	0,005552	
0301	Азота (IV) диоксид (4)	20	2778	1,564252	86909,8411
0304	Азот (II) оксид (6)	20	2778	0,639014	35503,6178
0328	Углерод (593)	24	2778	0,068	4533,696
0330	Сера диоксид (526)	20	2778	0,186756	10376,1634
0337	Углерод оксид (594)	0,32	2778	3,599464	3199,77952
0342	Фтористые газообразные соединения	-	2778	0,0006	
0410	Метан (734*)	0,02	2778	1,009152	56,0684851
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,32	2778	11,507917	10230,0779
1301	Проп-2-ен-1-аль (482)	-	2778	0,0144	
1325	Формальдегид (619)	332	2778	0,0144	13281,0624
2754	Углеводороды предельные C12- 19	0,32	2778	113,774233	101140,742
БДН Байчунас					
0123	Железо (II, III) оксиды	30	2778	0,226428	18870,5095
0143	Марганец и его соединения	-	2778	0,005552	

ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ (ПДВ) ДЛЯ ПРОМШЛОЩАДОК НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

0301	Азота (IV) диоксид (4)	20	2778	1,564252	86909,8411
0304	Азот (II) оксид (6)	20	2778	0,639014	35503,6178
0328	Углерод (593)	24	2778	0,068	4533,696
0330	Сера диоксид (526)	20	2778	0,186756	10376,1634
0337	Углерод оксид (594)	0,32	2778	3,599464	3199,77952
0342	Фтористые газообразные соединения	-	2778	0,0006	
0344	Фториды неорганические плохо	-	2778	1,009152	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,32	2778	11,507917	10230,0779
1301	Проп-2-ен-1-аль (482)	-	2778	0,0144	
1325	Формальдегид (619)	332	2778	0,0144	13281,0624
2754	Углеводороды предельные C12-19	0,32	2778	113,774233	101140,742
БДН Алтыкуль					
0123	Железо (II, III) оксиды /в	30	2778	0,228652	19055,8577
0143	Марганец и его соединения /в	-	2778	0,005196	
0301	Азота (IV) диоксид (4)	20	2778	0,61488	34162,7328
0304	Азот (II) оксид (6)	20	2778	0,624	34669,44
0328	Углерод (593)	24	2778	0,08	5333,76
0330	Сера диоксид (526)	20	2778	0,183787	10211,2057
0337	Углерод оксид (594)	0,32	2778	0,55518	493,532813
0342	Фтористые газообразные соединения	-	2778	0,00092	
0344	Фториды неорганические плохо	-	2778	0,00264	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,32	2778	3,094912	2751,25297
1301	Проп-2-ен-1-аль (482)	-	2778	0,0192	
1325	Формальдегид (619)	332	2778	0,0192	17708,0832
2754	Углеводороды предельные C12-19	0,32	2778	69,405902	61699,0706
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	10	2778	0,00112	31,1136
БДН Кошкар					
0123	Железо (II, III) оксиды /в	30	2778	0,220792	18400,8053
0143	Марганец и его соединения /в	-	2778	0,004192	
0301	Азота (IV) диоксид (4)	20	2778	0,6151	34174,956
0304	Азот (II) оксид (6)	20	2778	0,624	34669,44
0328	Углерод (593)	24	2778	0,08	5333,76
0330	Сера диоксид (526)	20	2778	0,169483	9416,47548
0337	Углерод оксид (594)	0,32	2778	0,54982	488,767987
0342	Фтористые газообразные соединения	-	2778	0,00046	
0344	Фториды неорганические плохо	-	2778	0,00132	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,32	2778	2,1941	1950,46714
1301	Проп-2-ен-1-аль (482)	-	2778	0,0192	
1325	Формальдегид (619)	-	2778	0,0192	
2754	Углеводороды предельные C12-19	0,32	2778	0,192	170,68032
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	10	2778	0,00056	15,5568
БДН Восточный Макат					
0123	Железо (II, III) оксиды	30	2778	0,186039	15504,4903
0143	Марганец и его соединения	-	2778	0,005853	
0301	Азота (IV) диоксид (4)	20	2778	1,029334	57189,797

ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ (ПДВ) ДЛЯ ПРОМПЛОЩАДОК НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

0304	Азот (II) оксид (6)	20	2778	0,760911	42276,2152
0328	Углерод (593)	24	2778	0,09	6000,48
0330	Сера диоксид (526)	20	2778	0,183522	10196,4823
0337	Углерод оксид (594)	0,32	2778	2,192776	1949,29015
0342	Фтористые газообразные соединения	-	2778	0,0015	
0344	Фториды неорганические плохо	-	2778	0,00396	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,32	2778	6,42058	5707,6388
1301	Проп-2-ен-1-аль (482)	-	2778	0,0216	
1325	Формальдегид (619)	-	2778	0,0216	
2754	Углеводороды предельные C12-19	0,32	2778	76,731733	68211,4414
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	10	2778	0,00168	46,6704
Автоколонна Макат					
0123	Железо (II, III) оксиды /в	30	2778	0,012828	1069,08552
0143	Марганец и его соединения /в	-	2778	0,001104	
0301	Азота (IV) диоксид (4)	20	2778	0,325885	18106,1706
0304	Азот (II) оксид (6)	20	2778	0,052664	2926,01184
0322	Серная кислота (527)	-	2778	0,00013626	
0330	Сера диоксид (526)	20	2778	0,000905324	50,2998014
0337	Углерод оксид (594)	0,32	2778	1,462767108	1300,34145
0342	Фтористые газообразные соединения	-	2778	0,0009	
0344	Фториды неорганические плохо	-	2778	0,00396	
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	-	2778	0,0342	
2735	Масло минеральное нефтяное	-	2778	0,01025	
2754	Углеводороды предельные C12-19	0,32	2778	0,01585	14,090016
2902	Взвешенные вещества	10	2778	0,2131	5919,918
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	10	2778	0,00168	46,6704
2930	Пыль абразивная (1046*)	10	2778	0,07569	2102,6682
ППН В.Макат					
0123	Железо (II, III) оксиды	30	2778	0,00542	451,7028
0143	Марганец и его соединения	-	2778	0,00094	
0184	Свинец и его неорганические	3986	2778	0,000051	564,728508
0301	Азота (IV) диоксид (4)	20	2778	2,31257	128486,389
0302	Азотная кислота (5)	-	2778	0,0068	
0304	Азот (II) оксид (6)	20	2778	0,57942	32192,5752
0328	Углерод (593)	24	2778	0,0300986	2006,73386
0330	Сера диоксид (526)	20	2778	0,1176131	6534,58384
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (528)	124	2778	0,000981	337,927032
0337	Углерод оксид (594)	0,32	2778	10,01688	8904,60564
0342	Фтористые газообразные соединения	-	2778	0,00024	
0410	Метан (734*)	0,02	2778	14,157305	786,579866
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,32	2778	10,113079	8990,12271
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,32	2778	0,00575	5,11152
0621	Метилбензол (353)	-	2778	0,1708	
0703	Бенз/а/пирен (54)	0,9966	2778	0,00000004	0,00011074

ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ (ПДВ) ДЛЯ ПРОМШЛОЩАДОК НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

1301	Проп-2-ен-1-аль (482)	-	2778	0,0072	
1325	Формальдегид (619)	332	2778	0,0072	6640,5312
1716	Смесь природных меркаптанов	-	2778	0,000171	
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	-	2778	0,3416	
2754	Углеводороды предельные C12-19	0,32	2778	0,089	79,11744
УПГ В.Макаг					
0301	Азота (IV) диоксид (4)	20	2778	2,944	163568,64
0304	Азот (II) оксид (6)	20	2778	0,9903	55021,068
0328	Углерод (593)	24	2778	0,075	5000,4
0330	Сера диоксид (526)	20	2778	0,15	8334
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (528)	124	2778	0,0009003	310,128142
0337	Углерод оксид (594)	0,32	2778	9,3332	8296,84147
0410	Метан (734*)	0,02	2778	0,100522	5,58500232
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,32	2778	6,3220914	5620,08637
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,32	2778	0,007452	6,62452992
1129	Триэтиленгликоль (1312*)	-	2778	0,01638	
1301	Проп-2-ен-1-аль (482)	-	2778	0,018	
1325	Формальдегид (619)	332	2778	0,018	16601,328
1716	Смесь природных меркаптанов	-	2778	0,000224	
2754	Углеводороды предельные C12-19	0,32	2778	0,180822	160,743525
БДН С.Жолдыбай					
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо	30	2778	0,06237	5197,9158
0143	Марганец и его соединения /в	-	2778	0,00204	
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	20	2778	1,49743	83197,2108
0302	Азотная кислота (5)	-	2778	0,0068	
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	20	2778	0,9198	51104,088
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	24	2778	0,1	6667,2
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	20	2778	0,262078537	14561,0835
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	124	2778	0,002349	809,164728
0337	Углерод оксид (Окись углерода,	0,32	2778	6,22273	5531,75806
0342	Фтористые газообразные соединения	-	2778	0,00058	
0344	Фториды неорганические плох	-	2778	0,00165	
0410	Метан (727*)	0,02	2778	9,71878	539,975417
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,32	2778	4,137566	3678,13067
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,32	2778	0,000186	0,16534656
0621	Метилбензол (349)	-	2778	0,1708	
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	-	2778	0,024	
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	332	2778	0,024	22135,104
1716	Смесь природных меркаптанов /в	-	2778	0,001811	
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в	-	2778	0,3416	
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0,32	2778	0,24	213,3504
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	10	2778	0,0007	19,446

ЦППН Карсак					
0123	Железо (II, III) оксиды	30	2778	0,16957	14131,9638
0143	Марганец и его соединения	-	2778	0,00364	
0301	Азота (IV) диоксид (4)	20	2778	10,476325	582064,617
0302	Азотная кислота (5)	-	2778	0,0068	
0304	Азот (II) оксид (6)	20	2778	2,299426	127756,109
0328	Углерод (593)	24	2778	0,09	6000,48
0330	Сера диоксид (526)	20	2778	17,543334	974707,637
0337	Углерод оксид (594)	0,32	2778	39,02751	34693,8953
0342	Фтористые газообразные соединения	-	2778	0,00058	
0344	Фториды неорганические плохо	-	2778	0,00165	
0410	Метан (734*)	0,02	2778	12,122	673,49832
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,32	2778	13,832076	12296,1623
0621	Метилбензол (353)	-	2778	0,1708	
1301	Проп-2-ен-1-аль (482)	-	2778	0,0216	
1325	Формальдегид (619)	332	2778	0,0216	19921,5936
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	-	2778	0,3416	
2754	Углеводороды предельные C12-19	0,32	2778	0,216	192,01536
2904	Мазутная зола теплоэлектростанций	-	2778	0,10316	
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	10	2778	0,0007	19,446
ЦППН Алтыкуль					
0301	Азота (IV) диоксид (4)	20	2778	10,786160002	599279,05
0302	Азотная кислота (5)	-	2778	0,0068	
0304	Азот (II) оксид (6)	20	2778	1,9574900003	108758,144
0328	Углерод (593)	24	2778	0,063	4200,336
0330	Сера диоксид (526)	20	2778	25,0372302	1391068,51
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (528)	124	2778	0,0000025	0,86118
0337	Углерод оксид (594)	0,32	2778	37,075743	32958,8525
0410	Метан (734*)	0,02	2778	0,000053	0,00294468
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,32	2778	2,25346	2003,2358
0621	Метилбензол (353)	-	2778	0,1708	
1301	Проп-2-ен-1-аль (482)	-	2778	1,11205	
1325	Формальдегид (619)	332	2778	0,0072	6640,5312
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	-	2778	0,0072	
2754	Углеводороды предельные C12-19	0,32	2778	0,3416	303,668736
2904	Мазутная зола теплоэлектростанций	-	2778	0,072877	
ЦРП Макат					
0301	Азота (IV) диоксид (4)	20	2778	0,04785	2658,546
0302	Азотная кислота (5)	-	2778	0,0068	
0304	Азот (II) оксид (6)	20	2778	0,00778	432,2568
0330	Сера диоксид (526)	20	2778	0,136309	7573,32804
0337	Углерод оксид (594)	0,32	2778	0,16613	147,682925
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,32	2778	0,343	304,91328
0621	Метилбензол (353)	-	2778	0,17082	

ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ (ПДВ) ДЛЯ ПРОМПЛОЩАДОК НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	-	2778	0,3416	
УПРЭО Доссор					
0123	Железо (II, III) оксиды	30	2778	0,21742	18119,7828
0143	Марганец и его соединения	-	2778	0,00398	
0301	Азота (IV) диоксид (4)	20	2778	0,000051	2,83356
0184	Свинец и его неорганические			0,39009	
0304	Азот (II) оксид (6)	20	2778	0,24531	13629,4236
0328	Углерод (593)	24	2778	0,0300806	2005,53376
0330	Сера диоксид (526)	20	2778	0,06575	3653,07
0337	Углерод оксид (594)	0,32	2778	0,63815	567,289824
0342	Фтористые газообразные соединения	-	2778	0,0002	
0344	Фториды неорганические плохо	-	2778	0,00000004	
0703	Бенз/а/пирен (54)	0,9966	2778	0,0072	19,9335946
1301	Проп-2-ен-1-аль (482)	-	2778	0,0072	
1325	Формальдегид (619)	332	2778	0,089	82084,344
2754	Углеводороды предельные C12-19	0,32	2778	0,04936	43,8790656
2902	Взвешенные вещества	10	2778	0,00653	181,4034
Автоколонна Доссор					
0123	Железо (II, III) оксиды	30	2778	0,00214	178,3476
0143	Марганец и его соединения	-	2778	0,00018	
0301	Азота (IV) диоксид (4)	20	2778	0,58565	32538,714
0304	Азот (II) оксид (6)	20	2778	0,40224	22348,4544
0322	Серная кислота (527)	-	2778	0,0000394	
0328	Углерод (593)	24	2778	0,045	3000,24
0330	Сера диоксид (526)	20	2778	0,114510324	6362,1936
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (528)	124	2778	0,00007	24,11304
0337	Углерод оксид (594)	0,32	2778	1,322630108	1175,76526
0342	Фтористые газообразные соединения	-	2778	0,00015	
0344	Фториды неорганические плохо	-	2778	0,00066	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,32	2778	0,5488	487,861248
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,32	2778	0,161647	143,697717
0501	Пентилены (амилены - смесь	-	2778	0,019023	
0602	Бензол (64)	-	2778	0,016207	
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-	-	2778	0,001602	
0621	Метилбензол (353)	-	2778	0,013401	
0627	Этилбензол (687)	-	2778	0,000417	
1301	Проп-2-ен-1-аль (482)	-	2778	0,0108	
1325	Формальдегид (619)	332	2778	0,0108	9960,7968
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	-	2778	0,0342	
2735	Масло минеральное нефтяное	-	2778	0,00062	
2754	Углеводороды предельные C12-19	0,32	2778	0,13291	118,151674
2902	Взвешенные вещества	10	2778	0,0531	1475,118
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	10	2778	0,00028	7,7784
2930	Пыль абразивная (1046*)	10	2778	0,02613	725,8914
Доссор АУП					

0301	Азота (IV) диоксид (4)	20	2778	0,27787	15438,4572
0304	Азот (II) оксид (6)	20	2778	0,2499	13884,444
0328	Углерод (593)	24	2778	0,03	2000,16
0330	Сера диоксид (526)	20	2778	0,06761	3756,4116
0337	Углерод оксид (594)	0,32	2778	0,48982	435,430387
1301	Проп-2-ен-1-аль (482)	-	2778	0,0072	
1325	Формальдегид (619)	332	2778	0,0072	6640,5312
2754	Углеводороды предельные C12-19	0,32	2778	0,072	64,00512
Пожарная команда Доссор					
0301	Азота (IV) диоксид (4)	20	2778	0,0435	2416,86
0304	Азот (II) оксид (6)	20	2778	0,00707	392,8092
0330	Сера диоксид (526)	20	2778	0,00338	187,7928
0337	Углерод оксид (594)	0,32	2778	0,15103	134,259629
Гостиница					
0301	Азота (IV) диоксид (4)	20	2778	0,0261	1450,116
0304	Азот (II) оксид (6)	20	2778	0,00424	235,5744
0330	Сера диоксид (526)	20	2778	0,00203	112,7868
0337	Углерод оксид (594)	0,32	2778	0,09062	80,5575552
Служебная квартира					
0301	Азота (IV) диоксид (4)	20	2778	0,04785	2658,546
0304	Азот (II) оксид (6)	20	2778	0,00778	432,2568
0330	Сера диоксид (526)	20	2778	0,00372	206,6832
0337	Углерод оксид (594)	0,32	2778	0,16613	147,682925
УТРО					
0301	Азота (IV) диоксид (4)	20	2778	0,07612	4229,2272
0304	Азот (II) оксид (6)	20	2778	0,01237	687,2772
0330	Сера диоксид (526)	20	2778	0,00592	328,9152
0337	Углерод оксид (594)	0,32	2778	0,2643	234,952128
Итого:					6160733,014

Определение лимитированного выброса загрязняющих веществ в атмосферу от передвижных источников

Общий годовой расход бензина и дизтопливо на автотранспорт НГДУ «Доссормунайгаз» АО «Эмбаунайгаз», расположенного в Атырауской области на 2022 г.

№ п/п	Вид транспорта	Расход топлива т/год	Ставка платы за 1 тонну (МРП)	МРП. за 2020 г	Сумма платежа за год
1	2	3	5	6	8
1	Автотранспорт (бензин)	17,0405	0,66	2778	31243,4159
2	Автотранспорт и спецтехника (дизтопливо)	26,2808	0,9	2778	65707,2562
ВСЕГО:					96950,6721

10. ФИЗИЧЕСКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ И РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА

10.1 Физические воздействия

Наиболее распространенными факторами физического воздействия на атмосферный воздух, являются шум, вибрация и электромагнитное излучение.

При определенных условиях физические воздействия вызывают некоторые изменения функционального состояния человека. Так, интенсивный шум в диапазоне частот от 20 до 20000Гц, источниками которого являются транспорт, различные промышленные установки и агрегаты и пр., является одним из наиболее опасных и вредных факторов окружающей среды. Под воздействием шума снижается острота слуха (тугоухость), повышается кровяное давление, ухудшается качество переработки информации, снижается производительность труда, кроме этого, шум вызывает головную боль, ведет к обострениям язвенной болезни. Установить влияние шума на организм человека достаточно сложно, поскольку негативные изменения в состоянии здоровья человека, находящегося под влиянием акустического загрязнения, начинают проявляться только через несколько лет. Шум, как вредный производственный фактор, ответственен за 15% всех профессиональных заболеваний на производстве.

10.2 Характеристика производственного шума

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

Общее воздействие производимого шума на территории промысла в период проведения бурения скважин и эксплуатации технологического оборудования будет складываться из двух факторов:

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

От различного рода шума в основном страдают жители временных полевых лагерей. Для многих людей шум является причиной нервных расстройств, нарушения сна, головных болей, повышения кровяного давления, нарушения и потери слуха. Заболевание слухового аппарата может наступить при непрерывном шуме свыше 100дБ.

В соответствии с требованиями приказа Министра национальной экономики от 28 февраля 2015 года №169 «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека», предельно-допустимый уровень шума на производственных предприятиях не должны превышать 80 дБа.

Гигиенические нормы допустимых уровней шума на рабочих местах

№пп	Рабочее место	Уровень звука дБА
1	Помещение управления, рабочие комнаты	60
2	Кабинеты наблюдений с рабочей связью по телефону	65
3	Постоянные рабочие места в производственных помещениях и территории предприятия	80

При производственных работах на открытой территории шумовые нагрузки будут зависеть от ряда факторов. Уровень шума на открытых рабочих площадках будет зависеть от расстояния до работающего агрегата, а также от того, где находится само работающее оборудование – в помещении или вне его, от наличия ограждения, положения места

измерения относительно направленного источника шума, метеорологических и других условий. Допустимые уровни внешнего шума автомобилей, действующие в настоящее время, составляют: грузовые автомобили с полезной массой свыше 3,5т создают уровень звука – 89дБ; грузовые – дизельные автомобили с двигателем мощностью 162кВт и выше – 91дБ. Средний допустимый уровень звука на дорогах различного назначения, в том числе местного, составляет 73дБ. Эта величина зависит от ряда факторов, в том числе от технического состояния транспорта, дорожного покрытия, интенсивности движения, времени суток, конструктивных особенностей дорог и др. При использовании автотранспорта для обеспечения работ, перевозки персонала, технических грузов и др. с учетом создания звуковых нагрузок, шум не будет превышать допустимых норм – 80 дБ. Возможное увеличение транспортных потоков на второстепенных дорогах, проходящих близ населенных пунктов или через них, приведет к некоторому повышению уровня шума в дневное время, особенно при перевозке труб мощными грузовыми автомобилями и доставке строительной техники. Такое воздействие будет ограничено сроками подвозки труб и других материалов. Для обеспечения производственно-бытовых потребностей в электроэнергии в полевых лагерях строителей, как правило, используется стационарный генератор. При сравнении с работающими дизельными агрегатами подобного класса можно предположить, что уровень производимых силовой установкой шумов не будет превышать 90дБ. Учитывая постоянный характер работы генератора и его расположение на территории полевого лагеря, необходимо минимизировать шумовой эффект агрегата, для чего следует соорудить легкое круговое ограждение, отражающее основную составляющую звукового давления. Такое ограждение даст возможность снизить шумы, создаваемые агрегатом, до уровня, не превышающего допустимых санитарных норм, и обеспечить удовлетворительный акустический фон для жителей полевого лагеря.

Снижение звукового давления на производственном участке и в полевом лагере достигается при разработке специальных мероприятий по снижению звуковых нагрузок. К мероприятиям такого характера относятся: оптимизация и регулирование транспортных потоков; уменьшение, по мере возможности, движения грузовых автомобилей большой грузоподъемности; создание дорожных обходов; снижение звуковой нагрузки в полевом лагере; возведение звукоизолирующего ограждения вокруг генератора в полевом лагере и т.д.

Контроль шумового воздействия во время этапа эксплуатации необходимо тщательно рассматривать с тем, чтобы обеспечить удовлетворительную звуковую среду и минимизировать шум для достижения следующих целей:

- Сохранить слух персонала;
- Снизить уровень помех, затрудняющих речевое общение и работу;
- Гарантировать слышимость предупредительных сигналов;
- Обеспечить надлежащую речевую, телефонную и радиосвязь;
- Обеспечить тишину в жилых помещениях для персонала;
- Минимизировать шумовые воздействия на соседствующие группы людей.

Для достижения названных выше целей уровни шумового воздействия должны быть установлены для рабочих участков, ограниченных участков и для зданий в соответствие со спецификациями Компании. Необходимо рассмотреть следующие внутривозовские допустимые уровни шумового воздействия:

- *Ограничения по абсолютной величине.* Эти ограничения должны применяться ко всем внутривозовским операциям, за исключением операций запуска и отключения и в случае аварийной разгрузки клапанов безопасности, когда уровень звука превышает 85 дБ (А), или когда импульсный шум превышает 140 дБ (С), участок идентифицируется, отмечается на карте и обозначается указателями.

- *Рабочие участки.* Уровень шумового воздействия не должен превышать значения 85дБ(А) и должен применяться для всего рабочего участка, обозначаемого в любой позиции на

расстоянии не менее 1 метра от поверхностей оборудования, доступных персоналу, или в любой позиции, где слух оператора может подвергаться воздействию шума при обычном исполнении своих обязанностей (сюда включаются любые платформы, переходы и лестницы). Зоны ограниченного доступа будут предоставлены теми рабочими участками на заводе, где достаточно непрактично снижать уровень шума ниже предельного значения рабочего участка. Такие участки не должны быть чрезмерно протяженными. Следует прилагать максимальные усилия для снижения уровня шума ниже 90дБ(А). Следующие участки рассматриваются как зоны ограниченного доступа: приводы газовой турбины и их вспомогательное оборудование, газовые компрессоры, технологические нагревательные устройства, рабочие платформы теплообменников с воздушным охлаждением. Стационарные предупредительные знаки, указывающие на обязательное использование средств для защиты слуха, должны установлены на границах с зонами ограниченного доступа. Внутривзаводские уровни шумового воздействия для определенных рабочих участков введена в табличном виде.

Значения пределов шумового воздействия для определенных зданий

Рабочее место	Уровень звука дБА
Цех	70
Товарные склады	70
Хранилища	60
Операторные	55
Офисы	55
Лаборатории	55
Телекоммуникационные помещения	45
Радиорубки	45
Жилые части	45

При использовании технологического оборудования, создающего шум выше 80 дБ, рекомендуется использование индивидуальных средств защиты органов слуха в соответствии с межгосударственным стандартом ГОСТ 12.1.029-80 «Средства и методы защиты от шума». Соблюдение действующего законодательства в части использования техники и оборудования, является основным мероприятием по защите от шума персонала и населения.

10.2 Мероприятия по смягчению воздействия физических факторов

Все меры, необходимые для снижения уровня шума и вибрации до значений допустимых уровней, будут осуществляться во время планирования, проектирования, строительства и эксплуатации. Следующие меры по смягчению последствий должны использоваться в ходе строительства, чтобы свести к минимуму шум и вибрацию:

- любая деятельность в ночное время должна быть сведена к минимуму;
- следует использовать барьеры ослабления шума;
- отключение в нерабочие часы строительной техники; использование внутренних трансформаторов в корпусах;
- использование глушителей для выхлопной системы;
- использование установки вибрационного оборудования на тяжелых фундаментах в случае необходимости;
- использование гибких стыков, сцепления и т.д., если необходимо свести вибрации к минимуму.

На этапе эксплуатации установки сероочистки ПНГ уровни вибраций должны быть ограничены с тем, чтобы предотвратить возникновение опасности для здоровья поддерживать эффективность работы персонала. Первостепенное значение должно

уделяться ограничению выделения вибраций из технологического оборудования путем уравнивания вращающихся частей и обеспечения антивибрационного агрегата.

Вибрации особенно в отношении соединений малого диаметра должны, таким образом, предварительно рассматриваться на специальной основе во время этапа проектирования. Должны быть идентифицированы части, которые необходимо подвергнуть подробному тестированию для предотвращения ситуаций отказа оборудования.

10.3 Радиационная безопасность

Радиоактивным загрязнением считается повышение концентраций естественных или природных радионуклидов сверх установленных санитарно-гигиенических нормативов - предельно допустимых концентраций (ПДК) в окружающей среде (почве, воде, воздухе) и предельно допустимых уровней (ПДУ) излучения, а также сверхнормативные содержания радиоактивных элементов в строительных материалах, на поверхности технологического оборудования и в отходах промышленных производств.

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

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением действующих Закона Республики Казахстан от 23 апреля 1998г №219-І «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 14.05.2020г.) и «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденной Постановлением Правительства РК от 27.02.2015 №261.

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;

- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижение дозы облучения до возможно низкого уровня.

В настоящее время используются следующие единицы измерения радиоактивности:

- мкР/час - микроРентген в час, мощность экспозиционной дозы (МЭД) рентгеновского или гамма-излучения, миллионная доля единицы радиоактивности - 1 Рентген в час; за 1 час облучения с МЭД равной 1000 мкР/час человек получает дозу, равную 1000 мкР или 1 миллирентгену;

- мЗв - миллизиверт; эквивалентная доза поглощенного излучения, тысячная доля Зи-верта. 1 Зиверт = 1 Джоуль на 1 кг биологической ткани и условно сопоставим с дозой, равной 100 Рентген в час;

- Бк - Беккерель; единица активности источника излучения, равная 1 распаду в секунду;

- Кюри - единица активности, равная $3,7 \times 10^{10}$ распадов секунду (эквивалентно активности 1 грамма радия, создающего на расстоянии 1 см мощность дозы 8400 Рентген в час. В качестве основного критерия оценки радиоэкологического состояния принят уровень мощности экспозиционной дозы (МЭД) гамма-излучения 60 мкР/час, создающий дозовые нагрузки более 5 мЗв/год. Дозовая нагрузка на население не более 5 мЗв/год регламентирована также. При выделении природных радиоактивных аномалий, обусловленных породными комплексами геологических образований с повышенными концентрациями естественных радионуклидов, необходимо также учесть возможность использовать их как местные строительные материалы, содержания радионуклидов в которых регламентируются соответствующими санитарно-гигиеническими нормативами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экологический кодекс Республики Казахстан, 9 января 2007 г. Астана;
2. ОНД-86 «Методика расчета концентрации в атмосферном воздухе, вредных веществ содержащихся в выбросах предприятий» М.Гидрометиздат. 1987 г. Унифицированная программа расчета загрязнения атмосферы «Эколог»;
3. «Рекомендации по оформлению и содержанию проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для предприятия Республики Казахстан», РНД 211.2.02.02-97. Алматы-1997 г.;
4. «Рекомендации по делению предприятий на категории опасности в зависимости от массы и видового состава выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ» Алматы-1991 г.;
5. «Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами», Алматы-1996 г.;
6. «Методические указания. Регулирование выбросов в атмосферу при НМУ». РД 52.04.52-85 Новосибирск-1986 г.;
7. «Правила инвентаризации выбросов вредных веществ (загрязняющих веществ) в атмосферный воздух, вредных физических воздействий на атмосферный воздух и их источников» Приказ №217-п от 4 августа 2005 г.;
8. Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, предпроектной и проектной документации». №204-п от 28.06.2007г.
9. «Методика определения удельных выбросов вредных веществ в атмосферу и ущерба от вида используемого топлива Республики Казахстан», РНД 211.3.02.01-97. Алматы-1997 г.;
10. «Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест», Список №5158-89 от 24.11.89 г.;
11. «Методике расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования», РД 39.142-00;
12. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение 13 к Приказу МООС №100-п от 18 апреля 2008 года;
13. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», РНД 211.2.02.04-2004, Астана-2004г.;
14. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», РНД 211.2.02.03-2004, Астана-2004г.;
15. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана-2005г.;
16. «Методика определения выбросов автотранспорта для сводных расчетов загрязнения атмосферы городов», РНД 211.2.02.11-2004, Астана-2004г.
17. Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от установок малой производительности по термической переработке ТБО и промходов» Москва ,1998г
18. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» №237 от 20 марта 2015г.
19. Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.
20. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий. Приложение №3к. от 18.04.2008г.

21. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий. Приложение №3к. от 18.04.2008г.