

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»**

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

Государственная лицензия №02177Р

**УТВЕРЖДАЮ:**

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

\_\_\_\_\_ **К.М. Касымгалиев**  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021г.

**Согласовано:**

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

\_\_\_\_\_ **Ж.Ж. Мукангалиев**

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021г.

**Проверил (а):**

**Начальник отдела ООС  
НГДУ «Кайнармунайгаз»**

\_\_\_\_\_ **Самаликова Г.А.**  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021г.

# **ПРОЕКТ**

**нормативов предельно-допустимых выбросов  
(ПДВ) АО «Эмбаунайгаз»  
для промплощадок НГДУ «Кайнармунайгаз»**

**Директор Атырауского филиала  
ТОО «КМГ Инжиниринг»:**

**Р.Н. УТЕЕВ**

**Заместитель директора филиала  
по производству:**

**А.Г. ГАБДУЛЛИН**

г.Атырау, 2021г.

### СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

<b>Должность</b>	<b>Подпись</b>	<b>Ф.И.О.</b>
Директор департамента		Исмаганбетова Г.Х.
Ведущий инженер		Абир М.К.
Ведущий инженер		Суйнешова К.А.
Ведущий инженер		Султанова А.Р.
Старший инженер		Бекмагамбетова Г.Г.
Старший инженер		Амрина А.К.
Отв.исполнитель проекта Старший инженер		Кобжасарова М.Ж.

## АННОТАЦИЯ

Проект нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для промплощадок НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбамунайгаз» на 2022 год, включает в себя общие сведения о месторождениях НГДУ расположенных в Кызылкогинском районе Атырауской области, эксплуатацию которого проводит АО «Эмбамунайгаз».

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 «Эмбамунайгаз» 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 «Кайнармунайгаз» в атмосферный воздух от стационарных источников выбрасываются загрязняющие вещества 42 наименований I-IV класса опасности. Общий валовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу на существующее положение определен в количестве **2021** году – **572,243238** т/год, в том числе газообразных веществ – **548,029144** т/год, твердых веществ – **24,214094** т/год.

Максимально-разовые и средне-суточные предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не должны превышать ПДК, установленных в требовании приказа Министра национальной экономики РК «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 28.02.2015г.

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 1 - Перечень загрязняющих веществ от стационарных источников в атмосферу за 2021 год**

Код загр. вещества	Наименование вещества	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,1881	0,854655
0143	Марганец и его соединения	2	0,008126	0,047755
0301	Азота (IV) диоксид	2	6,241246	49,52398
0302	Азотная кислота	2	0,00236	0,028771
0304	Азот (II) оксид	3	6,52618	27,08023
0316	Гидрохлорид	2	0,00281	0,000003
0322	Серная кислота	2	0,000576	0,000015
0328	Углерод	3	0,808129	2,7769
0330	Сера диоксид	3	1,75216571	8,281635224
0333	Сероводород	2	0,000192	0,006394
0337	Углерод оксид	4	9,2458102	140,11610501
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,002552	0,01696
0344	Фториды неорганические	2	0,007302	0,04779
0410	Метан		0,7337448	21,189707
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		4,4014487	33,031431
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10		1,0523696	0,6475204
0501	Пентилены	4	0,119074	0,0639372
0602	Бензол	2	0,103219	0,0571365
0616	Диметилбензол	3	0,010845	0,0066391
0621	Метилбензол	3	0,149085	1,829308
0627	Этилбензол	3	0,002643	0,0014752
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт)	3	0,00009	0,1506
1061	Этанол (Этиловый спирт)	4	0,00013	0,2259
1119	2-Этоксэтанол		0,00007	0,12048
1210	Бутилацетат	4	0,00009	0,1506
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,19321	0,6596
1325	Формальдегид	2	0,19321	0,6596
1401	Пропан-2-он (Ацетон)	4	0,11256	0,10556
1716	Смесь природных меркаптанов	3	0,0002935	0,0090806
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	4	0,1213702	2,053505
2735	Масло минеральное нефтяное		0,2065913	0,2296336
2754	Алканы C12-19	4	10,3842864	261,783338
2902	Взвешенные частицы (116)	3	0,29648	3,33907
2907	Пыль неорганическая, содержащая 70%	3	0,05984	1,525781
2908	Пыль неорганическая, содержащая 70-20 %	3	0,045069	1,343343
2930	Пыль абразивная		0,0369	0,1919
2936	Пыль древесная (1039*)		5,169	14,0869
<b>В С Е Г О:</b>			<b>48,17716841</b>	<b>572,24323883</b>

Транспортный участок НГДУ «Кайнармунайгаз» имеет на балансе 82 передвижных транспортных средств суммарные выбросы вредных загрязняющих веществ за 2021 год, от которых составят 22,92188 т/год.

Вещества IV класс опасности	оксиды углерода	8,876853	т/год
Вещества II класс опасности	диоксиды азота	6,898122	т/год
Вещества IV класс опасности	углеводороды C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	5,542031	т/год
Вещества III класс опасности	сажа	0,263588	т/год
Вещества III класс опасности	сернистый ангидрид	1,138043	т/год
Вещества II класс опасности	формальдегиды	0,20257671	т/год
Вещества I класс опасности	соединения свинца	0,000658	т/год
Вещества I класс опасности	бенз/а/пирены	0,0000058	т/год

## СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИЯ.....	3
СОДЕРЖАНИЕ .....	5
ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ .....	7
1.1 Почтовый адрес предприятия .....	8
1.2 Карта-схема предприятия .....	8
1.3 Ситуационная карта-схема района.....	8
2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЙ И СОСТОЯНИЯ КОМПОНЕНТОВ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ .....	9
2.1 Климатические условия.....	9
2.1.1. Атмосферный воздух .....	9
3. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМПЛОЩАДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НГДУ, КАК ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ.....	11
3.1. Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования с точки зрения загрязнения атмосферы НГДУ «Кайнармунайгаз» .....	17
3.2. Характеристика залповых выбросов.....	24
3.3. Перспектива развития предприятия.....	25
3.4. Передвижные источники выбросов .....	25
3.5. Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/г) принятых для расчета ПДВ.....	27
3.6. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ.....	27
3.7. Проведение расчетов и определение предложений нормативов ПДВ .....	28
3.7.1. Расчет приземных концентраций .....	28
3.7.2. Предложения по установлению нормативов ПДВ .....	31
3.7.3. Размер санитарно-защитной зоны.....	35
3.7.4. Организация санитарно-гигиенического контроля на границе санитарно-защитной зоны .....	35
3.8 Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ .....	36
3.9. Характеристика аварийных выбросов .....	38
3.10. Контроль за соблюдением нормативов ПДВ .....	39
4. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВОЗДУХООХРАННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ.....	44
4.1 Сведения об ущербе, причиняемом выбросами предприятия.....	44
4.1.1 Платежи за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при безаварийной деятельности .....	44
5. ФИЗИЧЕСКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ И РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА.....	46
5.1 Физические воздействия .....	46
5.2 Характеристика производственного шума .....	46
5.3 Мероприятия по смягчению воздействия физических факторов.....	48
5.4 Радиационная безопасность.....	49
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	50

## **ВВЕДЕНИЕ**

Проект нормативов ПДВ для промплощадок НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» на 2022 год разработан Атырауским 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.

При выполнении настоящей работы проведена инвентаризация источников выбросов в соответствии с требованиями «Инструкция по инвентаризации выбросов вредных веществ в атмосферу» (РНД 211.1.02.03-97), также разработка данного проекта осуществлялась в соответствии со следующими нормативными документами:

- «Экологический кодекс РК» от 09.01.2007 г.
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» №237 от 20 марта 2015г;
- РНД 211.2.02.02-97 «Рекомендациями по оформлению и содержанию проекта нормативов ПДВ для предприятий»;
- «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду от 16.04.2012г.

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:***

***060011, г. Атырау, мкр. Нурсая,  
проспект Елорда, строительство 10  
Атырауский Филиал  
ТОО «КМГ Инжиниринг»  
тел:(7122)305404***

## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

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

Нефтяные месторождения НГДУ «Кайнармунайгаз» размещены по территории Кызылкогинского района, Атырауской области. Ближайшими населенными пунктами являются поселок: Жамансор и Макат. Районным центром является поселок Миялы.

Административное здание НГДУ «Кайнармунайгаз» находится в п.Жамансор. Связь с городом Атырау осуществляется по автомобильной дороге с твердым покрытием, а также по железной дороге через п. Макат.

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

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;
- блок химреагентов;
- резервуары для хранения товарной и сырой нефти;
- печи для подогрева нефти;
- емкости для уловленной 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 случай аварийной ситуации предусмотрены: байпасная линия, переключаящая поток нефти, в приемную емкость, минуя резервуар для сбора жидкости и байпасная линия, переключаящая поток нефти в резервуар-отстойник, минуя печь (в летнее время). Пластовая вода, отделившаяся от нефти в резервуаре для сбора жидкости резервуаре-отстойнике, собирается в резервуарах для отстоя воды, накапливаются в емкости уловленной нефти, откуда своим насосом подаются в резервуар для сбора жидкости.

Жилые зоны вблизи месторождений НГДУ «Кайнармунайгаз» отсутствуют. В зоне влияния предприятия курортов, зон отдыха и объектов с повышенными требованиями к санитарному состоянию атмосферного воздуха нет.

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

НГДУ «Кайнармунайгаз» ведет разработку и эксплуатацию месторождений: Восточный Молдабек, Б.Жоламанов, Северный Котыртас, Площадь УАЗ, Уаз Восточный, Площадь Кондыбай и ЦПСП Кенбай с большими запасами нефти и газа. Также имеется НПС-3. Все месторождения НГДУ «Кайнармунайгаз» разбросаны по территории района. Имеется вахтовый поселок «Кайнар» для проживания рабочего персонала и цех спецтехники технологического транспорта (цех СТТТ), УПРЭО и УПТРО.

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.

### **1.1 Почтовый адрес предприятия**

*Заказчик: Юридический адрес предприятия:*

*г. Атырау, ул. Валиханова 1, АО «Эмбамунайгаз».*

*Адрес объекта:*

*Атырауская область, Кзылкогинский район, п. Жамансор,*

### **1.2 Карта-схема предприятия**

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

### **1.3 Ситуационная карта-схема района**

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

## 2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЙ И СОСТОЯНИЯ КОМПОНЕНТОВ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

### 2.1 Климатические условия

#### 2.1.1. Атмосферный воздух

Климат района расположения объектов НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» резко континентальный. 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.* Температура воздуха является одной из основных характеристик климата. Режим температуры воздуха исследуемой области характеризуется большой контрастностью и резкостью сезонных и межгодовых колебаний, значительной суточной и годовой амплитудой. Характерным является также преобладание теплого периода над холодным. Продолжительность безморозного периода составляет около полугода для севера региона и увеличивается к югу. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль): плюс 33,5°С. Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь): минус 12,6°С.

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические характеристики для района расположения объектов НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» представлены по данным наблюдений на близлежащей метеорологической станции Карабау за 2020 год.

Таблица 2.1.1 - Общая климатическая характеристика

Наименование	МС Атырау
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) за год	+33,5°С
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь) за год	- 12,6°С
Скорость ветра, повторяемость превышения которой за год составляет 5 %	8 м/с
Количество осадков за год (ТП) мм	126 мм
Количество осадков за год (ХП) мм	83 мм
Среднее число дней с пыльной бурей	5 дня

Таблица 2.1.2 - Среднемесячная и годовая температура воздуха, °С

Наименование	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
МС Карабау	-9,0	-8,4	-0,1	10,7	18,3	24,0	26,3	24,5	17,1	8,6	-0,3	-6,3	9,0

Таблица 2.1.3 – Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/с

Наименование	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
МС Карабау	3,7	4,0	4,2	4,2	3,7	3,4	3,3	3,2	3,3	3,5	3,2	3,6	3,6

Таблица 2.1.4 - Абсолютный максимум скорости ветра с датой

Параметр	Значение	Дата
Абсолютный максимум скорости ветра, м/с	28	08.2014

Таблица 2.1.4 - Повторяемость направления ветра и штилей (%)

Направление	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Год	11	12	17	16	10	12	11	11	4



Рисунок 2.1 - Роза ветров

### **3. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМПЛОЩАДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НГДУ, КАК ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ**

Основной задачей НГДУ «Кайнармунайгаз» является добыча, подготовка и сдача нефти.

*На промплощадках НГДУ «Кайнармунайгаз» расположено 1481 источников выбросов загрязняющих веществ: из них 188 организованных; 1293 неорганизованных.*

В процессе работы данных источников выбросов в атмосферу выделяются следующие компоненты: оксид углерода, углеводороды C<sub>12</sub>-C<sub>19</sub>, сажа, сернистый ангидрид, формальдегид, бензапирен, диоксид азота, оксид азота, мазутная зола, сероводород, масло минеральное нефтяное, углеводороды C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>, углеводороды C<sub>6</sub>-C<sub>10</sub>, бензол, толуол, ксилол, пентилены, этилбензол, серная кислота, пыль абразивная, взвешенные частицы, пыль металлическая, древесная пыль.

***Перечень стационарных источников на промплощадках НГДУ «Кайнармунайгаз» на 2022 год:***

#### ***Месторождение В.Молдабек***

##### ***Организованные источники***

- 0001-01/0001-02 Котел марка: Navien GA
- 0002-01/0002-02 Котел марка: CRONOS
- 0003-01/0003-02 Печь подогрева ПТ-16/150М
- 0004-01/0004-02
- 0005-01/0005-02 (в резерве)
- 0006-01/0006-02 (в резерве)
- 0194-01/0194-02 Печь подогрева ПТБ-10
- 0008 Резервуары РГС V-2000м<sup>3</sup>
- 0009 Дизельная электростанция (ДЭС) марка: ЯМЗ-238 100кВт
- 0010-0012, 0192 Пункт налива нефти БЕ-50
- 0013-0015, 0193 Сварочный агрегат АДД-4004
- 0016-0017 Буферная емкость V=50м<sup>3</sup>
- 0018-0020, 0208-0209 Емкость для предотвращения загрязнения почвы
- 0021-01/0021-02 Водогрейная установка марка: КОВ  
0210 в резерве
- 0022-0024 Буферная емкость РГС V-50м<sup>3</sup>
- 0025-0026 Буферная емкость РГС V-50м<sup>3</sup>
- 0027-0030,0211 Буферная емкость РГС V-50м<sup>3</sup>

##### ***Неорганизованные источники***

- 6001-6006 Насосы для нефти
- 6007 Сварочный пост
- 6008-6010,7422 Сварочный трансформатор ТДМ-502
- 7524 Сварочный трансформатор хобби-250
- 6011-6013,7423 Пост газорезки
- 6014-6357, 7424-7430,**7538,7539** Скважины
- 6394-6737, 7436-7443, **7540,7541** Дренажные емкости на скважинах
- 6774-6813 ГЗУ
- 6815-6854 Дренажные емкости на ГЗУ
- 6856-6861 Дренажная емкость
- 6862 Узел замера нефти
- 6865 Газосепаратор (ГС)
- 6866 Шламонакопитель V-5000м<sup>3</sup>

6867-6868 Отделитель песка ОП-100-1,0-И  
6869-6870 Отделитель ОПГ-100-1,0-И  
6871-6872 Остойник О-1/1,2  
6873-6874 Трехфазный сепаратор  
6875-6876 Пескосборник ПС 16/1-И  
6877-6879 Конденсатосборник  
6880 Нефтегазосеператор  
6881-6884 Насосы для нефти  
6885 Дренажная емкость  
6886-6888 Насосы для нефти  
6889 Дренажная емкость  
6890-6893 Насосы для нефти  
6894 Дренажная емкость  
7525-7534 Мультифазный насос

#### ***Месторождение С.Котыртас***

##### ***Организованные источники***

0031-0032 Котел марка: CALDALE Rex240  
0033-0049 Лучистое отопление FRACCARO FRLA 4.1  
0050 Котел Бойлер Боран (Кенбай) CRONUS KBA-233 ЛЖ/ГН  
0053 ДТ.V-20м3  
рукав ТРК  
0054-0055 Бензин АИ-92 V-10м3  
рукав ТРК  
0056 Дизельная электростанция (ДЭС) марка: ЯМЗ-238 100кВт.  
0057 Дизельная электростанция (ДЭС) марка: ЯМЗ-236 60кВт.  
0058 компрессор  
0059 Передвижной сварочный агрегат (САГ) марка: АДД-4004 100кВт.  
0060-0069, 0238-0241 Чаны для предотвращения загрязнения земли  
0070-01/0070-02 Водогрейная установка ВГУ-100м3-100м3  
0071-01/0071-02  
0212-0213 Агрегат депарафинизации скважин АДПМ-120/150  
0214-0216 Передвижная паровая установка (ППУ)

##### ***Неорганизованные источники***

6895 Пост зарядки аккумуляторной батареей  
6896 вулканизация  
6897 шиномонтажный станок  
6898 стенд для монтажа и демонтажа грузовых автошин  
6899-6900 Сварочный трансформатор ТДМ-502 УОНИ  
6901 Стенд для очистки и диагностики топливной системы  
6902 Стенд для очистки и диагностики ШГН  
6903,7535 Стенд для очистки и диагностики ЭВН  
6904 Пост газорезки  
6905-6934, 7542-7549 Скважины  
6950-6979, 7550-7557 Дренажные емкости от скважин  
6995-6998 ГЗУ  
6999-7002 Дренажные емкости от ГЗУ  
7003 Шламонакопитель V-2112м3  
7004 Место мойки и пропарки НКТ и штанги ДЕ V-25м3

### ***Месторождение Б.Жоламанов***

#### ***Организованные источники***

0074-01/0074-02 Котел Бойлер Боран CRONUS KBA-233 ЛЖ/ГН  
0075-01/0075-02 Котел Бойлер Боран CRONUS KBA-620 ЛЖ/ГН  
0076-01/0076-02  
0077-01/0077-02 Печь марка: ПТ-16/150М  
0078-01/0078-02  
0079-01/0079-02 (в резерве)  
0080-0083 Резервуары РВС V-1000м3  
0084-0085 Буферная емкость  
0088 Бензин V-20м3 рукав ТРК  
0089 ДТ-V-18 м3 рукав ТРК  
0090 ДТ-V-8 м3 рукав ТРК  
0091 масло моторное V-1,8 м3  
0092 Дизельная электростанция (ДЭС) марка: SCANI 200кВт  
0093 Дизельная электростанция (ДЭС) марка: AKSA APD 275 кВт  
0094 Дизельная электростанция (ДЭС) марка: У1Д6 100кВт  
0095 Компрессор  
0096, 0193 Передвижной сварочный агрегат марка: АДД-4004 100кВт  
0097 Станки по обработке металлов  
0098 Хим лаборатория  
0217-01/0217-02 Водогрейная установка марка: КОВ  
0219 Пункт налива нефти

#### ***Неорганизованные источники***

7005-7006 Сварочный трансформатор ТДМ-502  
7007 Пост газорезки  
7008-7055, 7558, 7559 Скважины  
7077-7124, 7560-7561 Дренажная емкость от скважин  
7146-7151 ГЗУ  
7152-7157 Дренажная емкость от ГЗУ  
7158-7159 Нефтегазосепаратор 1-1,6-1600-2 НГС-1-1,6-2000  
7160-7166 Насосы для нефти  
7167 Отстойник ОБН  
7168-7174 Дренажная емкость  
7175 Узел учета нефти  
7177-7178 Конденсатосборник  
7179 Газосепараторы ГС  
7180 стенд для очистки и диагностика топливных систем  
7181 Место мойки и пропарки НКТ и штанги V-25м3

### ***Месторождения Уаз***

#### ***Организованные источники***

0099-0100 Печь подогрева нефти марка: ПТ-16/150  
0101 Резервуары РВС V-1000м3  
0102-0108 Резервуары для хранения нефти надземный:  
V-100м3  
V-90м3  
V-60м3  
V-50м3  
0110 Дизельная электростанция (ДЭС) ЯМЗ-238 100кВт  
0111 Дизельная электростанция (ДЭС) NUMBER C-250D5 200кВт

0112 Пункт налива нефти  
0222 Дизельная электростанция АД-30С-Т400 30кВт  
0240 Резервуары РВС V-2000м<sup>3</sup>

***Неорганизованные источники***

7182 Сварочный трансформатор ТДМ-502  
7183-7186 ГЗУ  
7188-7191 Дренажные емкости  
7193-7232, 7562 Скважины  
7253-7292, 7563 Дренажные емкости от скважин  
7313 Газосепаратор (ГС) 1-1,6 600-1  
7314 Нефтегазосепаратор НГС 1-1,6-1600-2  
7315-7319, 7536 Насосы для нефти  
7320 Конденсатосборник  
7321-7323 Дренажные емкости  
7324 Узел замера нефти  
7325 Узел учета нефти

***Месторождение Уз Восточный***

***Неорганизованные источники***

7187 ГЗУ  
7192 Дренажные емкости  
7233-7240, 7463, 7464, 7498-7505 Скважины  
7293-7300, 7465, 7466, 7511-7518 Дренажные емкости от скважин

***Месторождение ЦПСП Кенбай***

***Организованные источники***

0120-01/0120-02 Печь марка: ПТ 16/150  
0121-01/0121-02  
0122-01/0122-02  
0123-01/0123-02  
0124-01/0124-02  
0125-01/0125-02  
0127-01 Котел марка: Navien GA/GST  
0127-02  
0131-0132 Буферная емкость (ЦПСП Кенбай)  
0133-0138 Резервуары РВС V-2000м<sup>3</sup>  
0139 Дизельная электростанция (ДЭС) марка: ЯМЗ 100кВт  
0140 Передвижной сварочный агрегат (САГ) 100кВт  
0141 Хим. Лаборатория  
0220 Пункт налива нефти

***Неорганизованные источники***

7354 Сварочный трансформатор  
7355 Пост газорезки  
7356 Сварочный трансформатор ТДМ -502 УОНИ  
7358-7359 Нефтегазосепаратор 1-1,6-1600  
7360 Газосепараторы (ГС)  
7361-7365 Насосы для нефти  
7367-7368 Отстойник ОБН  
7369-7370 Отстойник ОГ-200  
7371-7376 Дренажная емкость

7377-7378 Трехфазный сепаратор ТФС 1/1,2

7379-7380 Конденсатосборник

### ***Месторождение ВП Кайнар***

#### ***Организованные источники***

0142-0143 Котел (газ) REX-600

0144 Дизельная электростанция (ДЭС-315кВт)

0146-0147 Емкость для мазута V-16м<sup>3</sup>

0148 Передвижной сварочный пост (САГ) марка: АДД-4004 100квт

0149-0152 заточный станок

сверлильный станок

токарный станок, марка:16К20

трубонарезной станок

0153-0155 заточный станок

сверлильный станок

токарный станок, марка:16К20

0156, 0161 Бензин емкость V-10м<sup>3</sup> АИ-92 рукав ТРК

0157, 0162 ДТ емкость V-20м<sup>3</sup> рукав ТРК

0158 Бензин емкость V-10м<sup>3</sup> АИ-92 рукав ТРК

0159 Масло минер V-8м<sup>3</sup> рукав ТРК

0160, 0227, 0228, 0229, 0230 емкость V-7,5м<sup>3</sup> для масло гидрол

емкость V-6,6м<sup>3</sup> для масло нигрол

емкость V-13м<sup>3</sup> для диз.масло

0163 Станки по обработке древесины

0164 Деревообрабатывающий станок КДС-200 (1410кВт 1500 об/мин)

0165 Деревообрабатывающий станок КСМ-СА (3,5кВт 1500 об/мин)

0166 Заточный станок для фуговальных ножей

0167 Деревообрабатывающий станок Д-400 (8,2 кВт 6000 об/мин)

0168 Склад хранения хим.реагентов

0195 ДТ.V-20м<sup>3</sup> рукав ТРК

0196 Бензин АИ-92 V-10м<sup>3</sup> рукав ТРК

0197 Бензин АИ-95 V-10м<sup>3</sup> рукав ТРК

#### ***Неорганизованные источники***

7381 Сварочный трансформатор

7382 Пост газорезки

7384-7388 Насос (НС-32-3шт, К-100-80/160-1шт НБ-50-1шт)

7389 Сварочный трансформатор ТДМ -503

7390, 7393, Сварочный выпрямитель ВД306 м1

7392 Сварочный аппарат инвертор Ресанта

7394, 7424 Пост газорезки

7395 Сварочный трансформатор ТДМ -503

7397 Стенд для очистки и диагностики топливной системы

7398-7399 Пост зарядки аккумуляторной батарей

7400 Вулканизатор

7401 Шиномонтажный станок

7402 Сварочный пост с трансформатором ТДМ-502 (электрод УОНИ-13/45)

7403 Пост газорезки марка: ТДМ-503У2

7405 Пост покраски эмаль

7406 Стенд для очистки и диагностики топливной системы

7407 Стенд для монтажа и демонтажа грузовых автошин

7408 Стенд для форсунки

7537 Площадка разгрузки и хранения интерных материалов (склад хранения ПГС, щебня, цемента, песка)

### **НПС**

#### **Организованные источники**

0187 ДЭС 100кВт ЯМЗ-236

0188-0189, 0194 РВС-5000

0190 Пункт налива нефти

0191 Хим. лаборатория

#### **Неорганизованные источники**

7417-7418 Насос для нефти

7419-7420 Дренажная емкость

7421 Узел замера нефти

### **Месторождение Уз Северный**

#### **Организованные источники**

0199-0200 Резервуар для нефти

0202, 0206 Печь подогрева ПТ-16/150М

0203 Дизельная электростанция АД-30С-Т400-2РКМ11

0204 Дизельная электростанция АД-60С-Т400

0205 Пункт налива нефти БЕ-50

#### **Неорганизованные источники**

7467-7470, 7486 Скважины

7471-7474, 7492 Дренажные емкости от скважин

7475 ГЗУ

7476 Дренажная емкость от ГЗУ

7477 Нефтегазосепаратор

7478 Газосепаратор

7479, 7480 Насос для нефти;

7481 Конденсатсборник

7482 Узел учета нефти

7484 Узел замера нефти

7485 Узел учета газа.

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 выделены 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 **2022 год** по добыче нефти, попутного нефтяного газа, *использования его на собственные нужды по НГДУ «Кайнармунайгаз».*

**Таблица 3.1 - Показатели по добычи нефти и попутно нефтяного газа по месторождениям НГДУ «Кайнармунайгаз» на 2022 год**

Месторождение	Наименование производимой продукции, ед. измерения	Мощность производства по основным видам продукции
<b>В. Молдабек</b>	Добыча нефти т/год	300154
	Добыча газа м <sup>3</sup> /год	4262739
	Кол-во скважин, ед.	352
<b>Б. Жоламанов</b>	Добыча нефти т/год	45754
	Добыча газа м <sup>3</sup> /год	5596235
	Кол-во скважин, ед.	49
<b>С. Котыргас</b>	Добыча нефти т/год	19514
	Добыча газа м <sup>3</sup> /год	2031009
	Кол-во скважин, ед.	38
<b>Площадь УАЗ</b>	Добыча нефти т/год	50456
	Добыча газа м <sup>3</sup> /год	698251
	Кол-во скважин, ед.	40
<b>Уаз Восточный</b>	Добыча нефти т/год	50727
	Добыча газа м <sup>3</sup> /год	1536510
	Кол-во скважин, ед.	17
<b>Уаз Северный</b>	Добыча нефти т/год	16000
	Добыча газа м <sup>3</sup> /год	1894771
	Кол-во скважин, ед.	5

### **3.1. Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования с точки зрения загрязнения атмосферы НГДУ «Кайнармунайгаз»**

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 внутри промысловую 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  $60^{\circ}\text{C}$  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 технологические 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 технологическими 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 непрерывно используется на собственные нужды при подготовке нефти, обеспечения бесперебойной работы в зимний период системы лучистого отопления, обеспечение работы котельных.

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.

#### ***Краткое описание технологического процесса СП «В.Молдабек»***

Производство скважин с месторождения «Восточный Молдабек» объемом  $4800-5500\text{ м}^3$  в сутки со средней обводненностью 70-75% с рабочим давлением  $3,5-7,0\text{ кгс/см}^2$ , температурой  $5-10^{\circ}\text{C}$  откачивающими насосами марки НБ-125 находящиеся на каждом мини сборном пункте СП №4,16,43 по 4 основным нефтяным коллекторам  $\text{Ø} 219\text{ мм}$ , а так же газоводонефтяная эмульсия с месторождения «Северный Котыртас» с добавлением деэмульгатора марки «Диссолван V-4795» при расходе  $120\text{ г/тн}$  в зимнее и  $100\text{ г/тн}$  в летнее время, рабочим давлением  $3,0-5,0\text{ кгс/см}^2$ , обводненностью 53-58% объемом  $150-195\text{ м}^3$  в сутки по коллектору  $\text{Ø} 159\text{ мм}$ , с протяженностью 4100 метр поступает на блок гребенку  $\text{Ø} 325\text{ мм}$  сборного пункта.

Общая жидкость для дальнейшего улучшения разделения воды от нефти, смешиваясь, объединенным потоком проходит через трубчатые подогреватели марки ПТ-16/150М №1 и №2, работающие в полном автоматическом режиме. При этом перед подогревателями предусмотрена подача деэмульгатора марки «Диссолван V-4397» через специально установленного реагентного блока. Расход дозирования химического реагента составляет 170 г/тн в зимнее время и 160 г/тн в летнее время (согласно рекомендации пункт №1 тех. регламента разработанного ТОО НИИ «КаспийМунайГаз»).

Печи подогревают жидкость до 30-35° С при рабочем давлении у входа 3,5-6,5 кгс/см<sup>2</sup> и на выходе 2,5-4,0 кгс/см<sup>2</sup>. Далее жидкость поступает на трехфазный сепаратор (далее ТФС-1,2 V=100 м<sup>3</sup>), где происходит 1 этап разделения попутного газа, нефти, воды и часть песка. Уровень раздела фаз с трехфазных сепараторов контролируется через АСУТП. Выделившийся попутно-пластовая вода в объеме 3000-3500 м<sup>3</sup> за сутки по очередности сбрасывается через счетчик «КРОНЕ-250» по коллектору Ø 219 мм на водяные резервуары РВС-1000м<sup>3</sup> №1,2, с последующей закачкой в систему ППД, находящегося на участке по поддержанию пластового давления. Газ направляется на газосепаратор и в дальнейшем используется как топливо для подогревателей, водогрейных установок.

После ТФС №1,2 нефтяная эмульсия с давлением 1,5-3,0 кгс/см<sup>2</sup> по линии Ø325 мм дополнительно нагревается в печах ПТ-16/150М №3, №4 работающие в полном автоматическом режиме до температуры 40-45°С, с рабочим давлением на выходе в пределах от 1,0 до 2,0 кгс/см<sup>2</sup> и направляется на ступень глубокого обезвоживания параллельно работающие отстойники (далее О-1,2; V=100 м<sup>3</sup>), где за счет обработки нефтяной эмульсией деэмульгатором и температуры осуществляется процесс обезвоживания нефти до остаточного содержания воды - 5-10% и происходит интенсивное отделение основной массы песка из нефтяной эмульсий.

Остаточная попутно-пластовая вода в объеме 500-1000 м<sup>3</sup> за сутки по мере накопления с отстойников сбрасывается на водяные резервуары РВС-1000м<sup>3</sup> №1 и №2.

Обезвоженная нефть с остаточным содержанием воды 5-10%, хлористых солей от 600 до 1200 мг/л, с температурой 30-35°С и давлением 0,5-1,0 кгс/см<sup>2</sup> поступает на резервуар РВС-2000м<sup>3</sup> №3 и откачивается центробежными насосами марки ЦНС- 105/147 №1 и ЦНС-180/128 №2,3 с давлением на выходе 5-10 кгс/см<sup>2</sup> по нефтяному коллектору Ø 219 мм протяженностью 4000 метр на центральный пункт подготовки и перекачки.

С резервуара РВС-2000м<sup>3</sup> №3 по мере накопления остаточная вода дренируется на заглубленную дренажную емкость ЕП-40м<sup>3</sup>, откуда погружным насосом НВ-50/50 откачивается на водяной резервуар РВС-1000м<sup>3</sup> №1 и №2.

Все установленные аппараты оборудованы системами гидроразмыва с устройствами ввода промывной воды и дополнительными штуцерами для удаления осевшего песка накопившиеся в результате эксплуатации. Гидроразмыв в аппаратах осуществляется периодически, по мере накопления песка и при этом аппарат выводится из технологического процесса. Для удаления песка из аппаратов на этой стадии подается вода с водяного резервуара с насосом ЦНС-180/128 №3 установленного в технологической насосной. Размытый песок (песководяная смесь) сбрасывается на специально установленный чан объемом-50м<sup>3</sup>, для дальнейшей утилизации.

**Примечание:** В 2005 году при запуске СП «В. Молдабек», объем поступающей жидкости с участка «В. Молдабек» был в пределах 3000-3500м<sup>3</sup> в сутки, что соответствует рассчитанной мощности СП «В. Молдабек» к тому моменту. А на сегодняшний день эта цифра возросла до 5500-6000м<sup>3</sup>/сут. Так же на СП «В. Молдабек» поступает свыше 100м<sup>3</sup>/сут жидкости участка «С. Котыртас». Данные жидкости сразу поступают в 2 единицы ТФС через 4 единиц печи подогрева ПТ-16/150 (работают по 2 ед. попеременно), которые не успевают нагреть такого количества жидкости, так как, пропускная способность одной единицы печи ПТ-16/150 составляет 950 тн/сут. Поэтому, имеет место увеличения давления на нефтяных коллекторах и отстойниках.

В целях стабилизации потока жидкости СП «В.Молдабек» руководству АО «Эмбаунайгаз» было дано предложение для закупки печей ПТБ-10 в количестве 2 единиц, мощности и пропускные способности которых соответствуют объему жидкости поступающих на СП «В.Молдабек», для замены печей ПТ-16/150.

В 2019 году возможна замена 2 печей ПТ 16/150 на 1 печь ПТБ-10.

### ***Краткое описание технологического процесса подготовки и перекачки нефти на ЦПС «Кенбай»***

Нефтяная эмульсия со сборного пункта «Восточный Молдабек» по нефтяному коллектору Ø 219 мм поступает на центральный пункт подготовки и перекачки, где прокачивается через печи подогрева ПТ-16/150М №1, 2 работающие в полном автоматическом режиме, рабочим давлением на входе 2,4-2,6 кгс/см<sup>2</sup> и на выходе 2,2-2,4 кгс/см<sup>2</sup>, с температурой 40-550С параллельно поступает в трехфазные сепараторы (далее ТФС-№1, №2; V-100 м<sup>3</sup>).

С сепараторов ТФС №1, №2 нефтяная эмульсия через подогрева печи ПТ-16/150 М №1 и 2 работающие в полном автоматическом режиме, с температурой 45-600С, и с рабочим давлением 1,8-2,0 кгс/см<sup>2</sup> параллельно поступает в блочные отстойники нефти (далее ОБН №1, №2; V-200 м<sup>3</sup>).

Накопившийся отстаиваемая вода с ТФС №1, №2 и ОБН-3000 №1, №2 сбрасывается в буферную ёмкость (далее БЕ №1, №2 V=50м<sup>3</sup>), далее откачивается насосами ЦНС-60/66 №2 и №4 находящегося в насосной водовода, с давлением 2,5 - 4,0 кгс/см<sup>2</sup> на водяной резервуар РВС №1 и №2 V -1000м<sup>3</sup> участка ППД месторождения Восточный Молдабек.

При выходе сырой нефти с ОБН №1, №2 рабочее давление составляет 1,0-3,0 кгс/см<sup>2</sup>, а обводненность от 1-го до 3 %. Далее поступает на отстойники (ОГ №1, №2; V-200 м<sup>3</sup>), где на этот поток через водяной смеситель, установленного при входе ОГ №1, №2 добавляется подогретая пресная вода 5-8% (плотностью 1,003 кг/см<sup>2</sup>) с резервуара РВС-400м<sup>3</sup> (заполняется водой с водозаборных скважин «Северный Котырмас») откачиваемая с помощью насосов К-100-65-200 №1, №3, проходя через подогреватель ПТ-16/150М №7 работающие в полном автоматическом режиме, с температурой до 70-800С.

В процессе обессоливания нефти, добавляемая вода отстаивается в ОГ №1, №2 и также дренируется в БЕ №1, №2.

Нефть из отстойников ОГ-200 №1, №2 с обводненностью до 1 % поступает на концевую сепарационную установку НГС-II ступени, дегазируется и с рабочим давлением 0,8-1,0 кгс/см<sup>2</sup> размывается через водяную подушку (процесс обессоливания) объёмом 10% от общего влива и наполняет технологический резервуар (РВС №1, V-2000 м<sup>3</sup>). За водяной подушкой в резервуаре №1 ведётся аналитический контроль. По результатам анализов лаборатории при повышении солёности выше 40 Ве промывочная вода сбрасывается в дренажные ёмкости БЕ №1, №2, и закачивается новая партия промывочной воды. Далее после отстоя кондиционная нефть с резервуаров №№ 2,3,4,5,6 (РВС-2000м<sup>3</sup>) с обводненностью до 0,5% откачивается с помощью центробежных насосов ЦНС-300/120 №4, №5 на товарные резервуары РВС-5000м<sup>3</sup> №4, №5 находящиеся в нефтеперекачивающей станции НПС-3.

Если после лабораторного аналитического контроля в составе нефти превышаются нормы, т.е. обводненности выше, 0,5% и содержание хлористых солей свыше 100 мг/дм<sup>3</sup>, тогда проводится процесс повторной демульсации. В этом случае с РВС-2000м<sup>3</sup> №1 по переточной линии (805-835см) нефть впадает на резервуар №2 и с помощью центробежных насосов ЦНС-60/66 №2 и №3 установленных в технологическом насосном дальше откачивается с рабочим давлением 3,0-4,0 кгс/см<sup>2</sup> по мере заполнения в товарные резервуары, проходя последовательно через трубчатые подогреватели ПТ-16/150М № 5, №6 с рабочим давлением 2,2-2,0 кгс/см<sup>2</sup>, и с температурой 70-800С. На этот же поток для обессоливания нефти добавляется подогретая пресная вода (плотностью 1,003 кг/см<sup>2</sup>) с

резервуара РВС-400м<sup>3</sup> (заполняется водой с водозаборных скважин «Северный Котырмас») откачиваемая с помощью насосов К-100-65-200 №1, №3, проходя через подогреватель ПТ-16/150М №7. При необходимости дозируется деэмульгатор марки «Диссолван V-4795» с удельным расходом 10-15 г/тн с реагентного блока БДР-2,5.

Контролируя за уровнем от общей и межфазной жидкости и заполнением резервуаров в удалённом режиме на компьютерах в диспетчерском, а так же после отстоя резервуаров добавленная вода сбрасывается в буферную ёмкость БЕ -50 №1 и №2, далее откачивается насосами ЦНС-60/66 №2 и №4 находящегося в насосной водовода, с давлением 2,5 - 4,0 кгс/см<sup>2</sup> на водяной резервуар РВС №1 и №2 V-1000м<sup>3</sup> участка ППД месторождении «Восточный Молдабек».

При процессе повторной деэмульсаций периодически с интервалом в 4-часа, отбираются предварительные пробы с каждого резервуара, включая технологические, отправляются в химлабораторию.

Согласно по определению анализов, при достижении содержания хлористых солей до 100 мг/л, кондиционная нефть из резервуаров откачивается с помощью центробежных насосов ЦНС-300/120 №4, №5 на товарные резервуары РВС-5000м<sup>3</sup> №4, №5 находящиеся в нефтеперекачивающей станции НПС-3. Откуда нефть сдаётся в АО «КазТрансОйл» в соответствии с СТ РК 1347-2005.

### ***Краткое описание технологического процесса сбора и подготовки нефти на ЦПС «Б.Жоламанов»***

Продукция скважин среднеюрского горизонта в виде газожидкостной смеси месторождения «Б.Жоламанов» по внутрипромысловой системе сбора и транспортирования нефти от однотрубной лучевой системе поступает на 3 групповые замерные установки №№3; 4; 5 типа «Спутник А», расположенные в местах наибольшей концентрации скважин. На групповых замерных установках скважины подключены к измерительному устройству, где производится поочередной замер дебита нефти, воды и газа.

С ГЗУ №4,5,6 газожидкостная смесь  $Q_{ж}=502$  м<sup>3</sup>/сут. обводненность 79% собирается на обустроенном сборном пункте №4 в буферные емкости №1,2 V-50м<sup>3</sup> откуда по мере наполнения откачивается насосами НБ-50 №1,2 по трубам внешней откачки  $\varnothing 159$ мм на установку подготовки нефти в нефтегазосепаратор I-степени НГС-1-1,6-1600-2.

С ГЗУ №3  $Q_{ж}=92,9$  м<sup>3</sup>/сут. обводненность 63,8% газожидкостная смесь также поступает на установку подготовки нефти в нефтегазосепаратор I ступени НГС-1-1,6-1600-2.

Газожидкостная смесь с ГЗУ №1, №2  $Q_{ж}=128$  м<sup>3</sup>/сут. обводненность 70% с нижнего триасового горизонта по трубам внешней откачки поступает на установку подготовки нефти в нефтегазосепаратор I ступени НГС-1-1,6-1600-2 с  $P=3,6-3,5$  кгс/см<sup>2</sup>.

В нефтегазосепараторе НГС- I происходит разгазирование нефтяной продукции. Отделившийся на первой ступени сепарации от нефти газ с  $P=3,5$  кгс/см<sup>2</sup> по газопроводу  $\varnothing 114$ мм подается в газосепаратор №1 ГС-1-2,5-600-1.

С газосепаратора ГС-1-2,5-600-1 газ собирается в конденсатосборники для осушки и используется в качестве топлива на подогрев нефти в подогревателях ПТ и отопления соц. бытовых объектов.

Отсепарированная нефть, скопившаяся в нижней секции сбора жидкости сепаратора НГС-1 через печь подогрева ПТ-16/150М №3 работающий полным автоматическом режиме, с температурой 35-40<sup>0</sup>С и с работающим давлением  $P=3,5-3,4$  кгс/см<sup>2</sup> направляется в отстойник ОБН-3000.

С ОБН-3000 потоки нефти разных горизонтов, с  $P=1,5$  кгс/см<sup>2</sup> поступают на вторую ступень сепарации НГС – II (КСУ) для полного отделения газа от нефти (дегазация).

Поток нефтяной жидкости поступает в резервуар №4  $V=1000\text{м}^3$ , откуда по перетоку  $H=10,3\text{м}$  заполняет резервуар №2  $V=1000\text{м}^3$  предварительно зачистив от воды. Далее идет процесс повторной деэмульсации.

Попутно-пластовая вода с резервуара РВС-1000м<sup>3</sup> №4 откачивается насосом НБ-125 в систему ППД.

С резервуара №2, с помощью насосов ЦНС 38/154, ЦНС 60/132 давлением 3,0 – 4,0кгс/см<sup>2</sup>, нефть откачивается и при прохождении через печи ПТ16/150 №1, №2 работающие в полном автоматическом режиме, подогревается до температуры 55-60°С и поступает в резервуар РВС №1.

Для обессоливания и обезвоживания нефти добавляется деэмульгатор «Диссолван-В-4795» с удельным расходом в зимнее время - 190 г/тн., в летнее время - 150 г/тн., которая подается на прием технологического насоса при процессе деэмульсации.

После отстоя с резервуара №1 вода дренируется на дренажную емкость  $V=50\text{м}^3$  и откачивается насосом 9МГР в резервуар №4  $V=1000\text{м}^3$ , с последующей закачкой в систему ППД.

С товарного резервуара каждые 4 часа производится отбор проб нефти для анализа и контроля подготовки качества продукции.

Подготовленная товарная нефть с товарного резервуара №1 откачивается насосом ЦНС- 180/128  $P=10-12\text{ кгс/см}^2$  с пункта подготовки нефти «Б.Жоламанов» проходя через счетчик марки Endrees-Hausser  $\varnothing-200\text{мм}$  по учету откачиваемой нефти на нефтесодержащие резервуары РВС №4, №5  $V=5000\text{м}^3$  нефтеперекачивающей станции НПС-3. Откуда нефть сдается в КНУ ЗФ АО «КазТрансОйл».

#### ***Краткое описание технологического процесса сбора и подготовки нефти СП участка «Уаз»***

На сборном пункте нефти месторождения «Уаз» продукция с эксплуатационных скважин по внутрипромысловой системе сбора и транспортирования нефти, под собственным давлением по выкидным линиям  $\varnothing 114\text{мм}$  поступает на групповые замерные установки ГЗУ типа «Спутник ОЗНА Импульс Б40-14-500» №1, «Спутник ОЗНА Импульс Б40-14-400» №2, «Спутник ОЗНА Импульс Б40-14-400» №3.

В групповых замерных установках скважины подключены к измерительному устройству, где производится поочередной замер дебита жидкости. Обводненность жидкости скважин месторождения «Уаз» составляет – 53-55%.

После проведения на ГЗУ замера газа и пластовой жидкости газожидкостная смесь объемом 557-560 м<sup>3</sup> в сутки, поступает по нефтяному коллектору  $\varnothing 159\text{мм}$  с  $P=0,3-0,4\text{МПа}$  в нефтегазовый сепаратор НГС 2,5 (2,2) – 1600. В НГС происходит разгазирование нефтяной продукции.

Отделившийся после первой ступени сепарации от нефти газ с давлением  $P = 0,4\text{ Мпа}$ , по газопроводу попадет в газовый сепаратор ГС 1-2,5-600, затем, после осушки водяной взвеси газ поступает в конденсатосборник КС, с конденсатосборника газ с давлением  $P = 0,2\text{ МПа}$  используется в подогревателе ПТ – 16/150 для подогрева нефтяной жидкости.

После НГС нефтяная жидкость поступает в подогреватель ПТ – 16/150 №1, где нагревается до температуры  $T = 38-40^\circ\text{C}$ . Нагретая жидкость собирается в сосуде - №1  $V = 90\text{м}^3$ . Накопленная жидкость в сосуде - №1  $V = 90\text{м}^3$  отделяется от попутно – пластовой воды. После, отделившаяся пластовая вода в сосуде - №1  $V = 90\text{м}^3$  поступает в емкость № 4  $V = 45\text{м}^3$  насосами НБ-125 №4, №5 и перекачивается в водораспределительный пункт.

Нефть после сброса попутно – пластовой воды из сосуда №1  $V = 90\text{м}^3$  поступает в подогреватель ПТ – 16/150 №2, где нагревается до температуры  $T = 45-50^\circ\text{C}$ . Нагретая жидкость собирается в сосуде - №2  $V = 90\text{м}^3$ . Накопленная жидкость в сосуде - №2  $V = 90\text{м}^3$  отделяется от остаточной попутно – пластовой воды. После, отделившаяся пластовая вода в сосуде - №2  $V = 90\text{м}^3$  поступает в емкость № 4  $V = 45\text{м}^3$ , а нефть поступает в

резервуар РВС №1 – 1000 м<sup>3</sup>. Накопленная сырая нефть в РВС -1 насосами НБ – 125 №1, №2 откачивается через узел учета, где установлен счетчик «КРОН-2300» и по нефтепроводу Ø159мм, протяженность которого составляет 25,5 километров, поступает в РВС1000м<sup>3</sup> №2 месторождения «Северный Жолдыбай».

**Примечание:** На основании протокольного решения ГКЗ РК (протокол №1736-16-У от 30.11.16г.) и письма Комитета геологии (письмо №27-5-168 от 19.01.17г.) по рассмотрению Подсчета запасов Уз Восточный и проектного документа «Технологическая схема разработки м/р Уз Восточный», в дальнейшем месторождение Уз Западный и Уз Восточный следует принимать как отдельные самостоятельные нефтегазовое месторождения.

В этой связи, во исполнение решения государственного контролирующего органа, с апреля месяца текущего года необходимо вести отдельный учет добычи и составление технологических режимов.

#### ***Подготовка нефти на месторождении «Кондыбай»***

Продукция скважин по внутривнепромисловой системе сбора и транспортирования нефти по выкидным линиям поступает на групповые замерные установки типа «Спутник СКЖ». Уровень обводненности на месторождении составляет 60%. С ГЗУ газожидкостная смесь по нефтяному коллектору поступает в НГС. В нефтегазосепараторе НГС происходит разгазирование нефтяной продукции. Отделившийся на первой ступени сепарации от нефти газ по газопроводу подается в газосепаратор. С газосепаратора ГС газ собирается в конденсатосборники для осушки и используется в качестве топлива на подогрев нефти в подогревателе ПТ 16/150 (1 ед.). После НГС жидкость поступает на печи подогрева ПТ 16/150, после подогрева нефтяная жидкость поступает в горизонтальную емкость №1 V=100 м<sup>3</sup> сборного пункта пл. Кондыбай, откуда откачивается через нефтяной стояк в автоцистерны для перевозки на сборный пункт В.Молдабек.

Для отопления производственных, административных и социальных помещений предусмотрены котельные, работающие на попутном газе. Источником загрязнения воздушного бассейна являются дымовые трубы котельных. Расчет выбросов от работы котельных произведен исходя из максимальной нагрузки котлов. При работе котлов в атмосферный воздух выделяются оксиды азота и углерода и серы. Котельные на предприятии работают только в отопительный период времени.

На данный момент связи с экономической неэффективностью, месторождение Кондыбай введен во временную консервацию, эксплуатационные скважины №№3, 4, 8 с 01.03.2019 г. по 01.06.2021 г.

#### ***Подготовка нефти и газа на месторождении Уз Северный***

Продукция скважин, представляющая собой газонефтяную эмульсию, от устья скважин по выкидным линиям будут направляться для замера на ГЗУ, расположенной на территории месторождения Уз Северное. Автоматизированная групповая замерная установка типа «Спутник», обеспечивает поочередный индивидуальный замер дебита жидкости и газа каждой скважины, одновременно производится замер продукции с одной скважины, каждые 4 часа автоматически производится перевод линии для замера дебита следующей скважины. После объединения потоков нефти и газа в одну линию, продукция скважин направляется в нефтегазовый сепаратор НГС, для отделения газа от двухфазной жидкости. Газ, отсепарированный в нефтегазовом сепараторе НГС поступает в газовый сепаратор, и затем сжигается на факельной установке.

Жидкость, отделившаяся от газа в сепараторе НГС, поступает в емкость накопления с объемом 150 м<sup>3</sup>, далее автоцистернами транспортируется на сборный пункт Уз.

### ***Сжигание газа на факелах***

По НГДУ «Кайнармунайгаз» рассматривается сжигание газа на факелах по категориям В3, В4, В7, В8.

Объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования (V<sub>7</sub>) 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 (V<sub>8</sub>) 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 Молдабек Вост, Котыртас, Б.Жоламанов, Уаз планируется сжигание газа согласно протоколу ПРППГ по категориям В7и В8.

Месторождение Северный Уаз находится на стадии пробной эксплуатации, на котором сжигается сырой газ по категории В4.

Помимо вышеуказанного скважины УС-3, УС-4 будут испытываться на период испытания по категории В3.

### **3.2. 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).

Аварийные выбросы на территории месторождениях НГДУ «Кайнармунайгаз» 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 как 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 правилам 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.

### 3.3. Перспектива развития предприятия

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

### 3.4. 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:

$$M_{L_i} = \frac{L - L_0}{3600} \sum_1^K M_{K.I}^П \cdot G_K \cdot r_{V_{K.I}}, \quad (5.2)$$

где:

$M_{K.I}^П$  - пробеговый 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;

$r_{V_{K.I}}$  - 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*<sub>0</sub> - протяженность очереди автомобилей перед запрещающим сигналом светофора и длина соответствующей зоны перекрестка (для перекрестков, на которых проводились дополнительные обследования), км.

Таблица 3.2 - Автотранспорты по месторождениям НГДУ «Кайнармунайгаз» за 2020г

Наименование группы автомобилей	Кол-во автотранспорта, шт.	Годовой пробег, км/год
Лег.бензин	6	26700
Автобус бензин	5	41100
Автобус дизель	6	235300
Грузовой дизель	65	936200
<b>Всего:</b>		<b>1239300</b>

**Таблица 3.3 - Нормативные выбросы вредных веществ в атмосферу от автотранспорта за 2021г**

Наименование группы автомобилей	Количество, шт.	Общий пробег, млн.км.	Поправочный коэфф.учитывающий ср. скорость транспорта	Выброс, г/км								Всего, т/год
				СО	NOx (в пересчете на NO <sub>2</sub> )	СН	сажа	SO <sub>2</sub>	Формальдегид	соединения свинца	бенз/а/-пирен	
Легковые бензиновые	6	0,0267	0,3	19	1,8	2,1	-	0,065	0,006	0,019	0,0000017	
расчеты, т/г				<b>0,15219</b>	<b>0,014418</b>	<b>0,016821</b>		<b>0,000521</b>	<b>0,00004806</b>	<b>0,000152</b>	<b>0,0000000</b>	<b>0,18415</b>
Автобусы Бензиновые	5	0,0411	0,3	97,6	5,3	13,4	-	0,32	0,03	0,041	0,0000064	
расчеты, т/г				<b>1,203408</b>	<b>0,065349</b>	<b>0,165222</b>		<b>0,003946</b>	<b>0,0003699</b>	<b>0,000506</b>	<b>0,0000001</b>	<b>1,4388</b>
Автобусы дизельные	6	0,2353	0,75	8,8	8	6,5	0,3	1,45	0,31	-	0,0000067	
расчеты, т/г				<b>1,55298</b>	<b>1,4118</b>	<b>1,147088</b>	<b>0,052943</b>	<b>0,255889</b>	<b>0,05470725</b>		<b>0,0000012</b>	<b>4,475407</b>
Грузовые и спец с дизельным ДВС	65	0,9362	0,75	8,5	7,7	6	0,3	1,25	0,21	-	0,0000065	
расчеты, т/г				<b>5,968275</b>	<b>5,406555</b>	<b>4,2129</b>	<b>0,210645</b>	<b>0,877688</b>	<b>0,1474515</b>		<b>0,000005</b>	<b>16,82352</b>
<b>ИТОГО:</b>	<b>82</b>	<b>1,2393</b>		<b>8,876853</b>	<b>6,898122</b>	<b>5,542031</b>	<b>0,263588</b>	<b>1,138043</b>	<b>0,20257671</b>	<b>0,000658</b>	<b>0,0000058</b>	<b>22,92188</b>

### 3.5. 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;
- «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 промотходов» 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.

### 3.6. 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 3.4. - 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 К(1),%		Капитальные вложения, млн. тенге	Затраты на газочистку, млн. тенге/год
		проектный	фактический		нормативный	фактический		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>ПГОУ на предприятии отсутствуют</b>								

### 3.7. Проведение расчетов и определение предложений нормативов ПДВ

#### 3.7.1. Расчет приземных концентраций

В соответствии с нормативными документами для оценки влияния выбросов вредных веществ, на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование.

Моделирование уровня загрязнения атмосферного воздуха и расчет величин приземных концентраций выполняется по унифицированной программе расчета рассеивания УПРЗА «ЭКОЛОГ», версия 3.0, разработанной ООО «Интеграл» (г.Санкт-Петербург) и согласованной с ГГО им. Воейкова (СПб) и МООС РК.

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 месторождений НГДУ «Кайнармунайгаз» выданы органами РГП «Казгидромет» и приняты по данным метеостанции Карабау Кызылкогинского района Атырауской области, как одна из близлежащих станций к району расположения нефтепромыслов. Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, приведены в таблице 3.4.

**Таблица 3.5 - Метеорологические характеристики района**

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (февраль) за год	- 12,6 <sup>0</sup> С
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) за год	+33,3 <sup>0</sup> С
Количество осадков за год, мм (теплый период IV-X)	124 мм
Среднее число дней с пыльной бурей	6 дней
Скорость ветра, превышение которой составляет 5%	8 м/с
Среднегодовая роза ветров, %	
Румбы	Среднегодовая
С	11
СВ	12
В	17
ЮВ	16
Ю	10
ЮЗ	12
З	11
СЗ	11
Штиль	4

Предварительными расчетами определены перечень загрязняющих веществ атмосферного воздуха, для которых необходимо рассчитывать концентрацию и расстояния рассеивания. В таблице 3.5, приводятся расчеты определения перечня ингредиентов, доля которых М/ПДК > Ф.

Таблица 3.6 - Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам за 2021 год

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 триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		0.1881		0.4702	Расчет
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.01	0.001		0.008126		0.8126	Расчет
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		6.52618	5.4122	16.3154	Расчет
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		0.808129	5.3014	5.3875	Расчет
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		9.2458102	7.1515	1.8492	Расчет
0410	Метан (727*)			50	0.7337448	5.8005	0.0147	-
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	4.4014487	4.9056	0.088	-
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	1.0523696	6.6359	0.0351	-
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	1.5			0.119074	6.3333	0.0794	-
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		0.103219	6.4769	0.3441	Расчет
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			0.010845	6.9723	0.0542	-
0621	Метилбензол (349)	0.6			0.149085	6.6489	0.2485	Расчет
0627	Этилбензол (675)	0.02			0.002643	6.5373	0.1322	Расчет
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0.1			0.00009		0.0009	-
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5			0.00013		0.000026	-
1119	2-Этоксэтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)			0.7	0.00007		0.0001	-
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0.1			0.00009		0.0009	-
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.03	0.01		0.19321	5.3178	6.4403	Расчет
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.35			0.11256	7.9957	0.3216	Расчет
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	0.00005			0.0002935		5.87	Расчет
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	5	1.5		0.1213702	6.5716	0.0243	-

продолжение таблицы 3.6

2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05	0.2065913	0.1201	4.1318	Расчет
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			10.3842864	1.0197	10.3843	Расчет
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		0.29648	6.0263	0.593	Расчет
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0.15	0.05		0.05984		0.3989	Расчет
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.3	0.1		0.045069		0.1502	Расчет
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04	0.0369	4.7805	0.9225	Расчет
2936	Пыль древесная (1039*)			0.1	5.169	7.5945	51.69	Расчет
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		6.241246	6.0003	31.2062	Расчет
0302	Азотная кислота (5)	0.4	0.15		0.00236	6.5424	0.0059	-
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0.2	0.1		0.00281	8.0000	0.0141	-
0322	Серная кислота (517)	0.3	0.1		0.000576	7.7778	0.0019	-
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		1.75216571	5.2359	3.5043	Расчет
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			0.000192	1.0911	0.024	-
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		0.002552		0.1276	Расчет
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.2	0.03		0.007302		0.0365	-
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.19321	5.3178	3.8642	Расчет

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

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 5,7 до 373,6 метров. Зона распространения максимальных концентраций загрязняющих веществ ограничивается расстоянием до 373,6 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.

### **3.7.2. Предложения по установлению нормативов ПДВ**

Предложения по нормативам ПДВ по каждому источнику и ингредиенту отражены в таблице 3.8 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 «Кайнармунайгаз» по расчетным показателям.

#### ***Обоснование уменьшения валовых вредных выбросов***

По сравнению с заключением ГЭЭ на проект ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу для промплощадок НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз», разработанный на 2020г (KZ15VCZ00518683 от 29.11.2019г) общий валовый выброс вредных веществ уменьшены от 704,42843153 т/год до 572,24323883 т/год, т.е. валовые выбросы уменьшены на 23 %.

Согласно п.4 «Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду» №110-ө от 16.04.12г. в проекте ПДВ должны учитываться источники выбросов вредных веществ на перспективу развития предприятия. В связи с этим, в Проекте ПДВ, разработанный на 2017 год на месторождении В.Молдабек был включен мобильная парогенераторная установка (№0007). Руководством АО «Эмбаунайгаз» было решено по производственным причинам не использовать мобильную парогенераторную установку, поэтому в этом году этот источник был исключен из проекта ПДВ.

А также уменьшение выбросов вредных веществ произошло за счет изменения годового расхода газа, сжигаемого в печах подогрева и котлах на месторождениях НГДУ «Кайнармунайгаз».

В таблице 3.7 приведены обоснование разниц между разрешенными лимитами и фактическими выбросами ЗВ за 2014-2020гг.

**Таблица 3.8 - 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
2014	828,880328284	724,266007185	Годовая добыча нефти – 490 863 тн; Годовая добыча газа – 8 276,845 тыс. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 8 163,453 тыс. м3;	-
2015	802,25422272	586,143399573	Годовая добыча нефти – 488 355 тн; Годовая добыча газа – 7 118,052 тыс. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 7 118,745 тыс. м3;	-
2016	1297,59969449	539,565325468	<b>По проектным данным:</b> Годовая добыча нефти – 483 000 тн; Годовая добыча газа – 6957,265 тыс. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 6861,672 тыс. м3; <b>По фактическим данным:</b> Годовая добыча нефти – 484 414 тн; Годовая добыча газа – 8 244,285 тыс. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 8131,176 тыс. м3;	В расчетах проекта ПДВ на 2016 год объем используемого попутного и природного газа печами подогрева нефти был взят на основании паспортных данных по максимуму, но фактический объем используемого попутного и природного газа печами подогрева нефти оказался меньше чем расчетный.
2017	971,91007584	360,68912532	<b>По проектным данным:</b> Годовая добыча нефти – 479 000 тн; Годовая добыча газа – 32 120,97 тыс. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 31 677,38 тыс. м3. <b>По фактическим данным:</b> Годовая добыча нефти – <b>479 880</b> тн; Годовая добыча газа – <b>8 353,683</b> тыс. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – <b>8 353,683</b> тыс. м3;	-
2018	858,6041395	272,546693492	<b>По проектным данным:</b> Годовая добыча нефти – 479 022 тн; Годовая добыча газа – 15512,201 тыс. м3;	-

			Использование газа на собственные нужды НГДУ – 15297,978 тыс. м3 <b>По фактическим данным:</b> Годовая добыча нефти – <b>474 847</b> тн; Годовая добыча газа – <b>8 197,796</b> тыс. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – <b>8 197,796</b> тыс. м3;	
2019	837,4961455	339,302773501	<b>По проектным данным:</b> Годовая добыча нефти – 453379 тн; Годовая добыча газа – 13496,321 тыс. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 13309,384 тыс. м3  <b>По фактическим данным:</b> За 1 полугодие добыча нефти – 239146 тн; За 1 полугодие добыча газа – 4 255,697 тыс. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 4 255,697 тыс. м3.	-
2020	704,42843153	216,082103338 (за 9 мес-в)	<b>По проектным данным:</b> За 9 мес-в добыча нефти – <b>382 652</b> тн; За 9 мес-в добыча газа – <b>10 620,753</b> тыс. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – <b>6 900,538</b> тыс. м3 <b>По фактическим данным:</b> За 9 мес-в добыча нефти- <b>362 637</b> тн; За 9 мес добыча газа – <b>6 687,669</b> тыс. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – <b>6 115,025</b> 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 %.

### 3.7.3. Размер санитарно-защитной зоны

Размеры санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятий принимаются в соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденными Приказом Министра национальной экономики РК от 20 марта 2015 года №237.

Ранее компанией АО «Эмбаунайгаз» был составлен и утвержден проектный документ «Проект обоснования размера санитарно-защитной зоны для НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз», далее согласно выданному заключению (№ Е.05.Х.КZ35VBS00021814). Департаментом по защите прав потребителей Атырауской области по вышеназванному проектному документу для НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» было установлено СЗЗ не менее 1000м (копия заключения СЭС прилагается в приложении 8).

Уточнение размеров санитарно-защитной зоны проводилось с учетом среднегодовой розы ветров для каждого направления ветра.

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

$$I = I_0 * P / P_0$$

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 восьми румбовой розе ветров  $P_0 = 100/8 = 12,5\%$ ).

По данным метеостанции АМС Карабау повторяемость ветра и штилей указаны ниже в таблице. Размер СЗЗ приведены в таблице 3.9.

**Таблица 3.9 - Размер СЗЗ**

Направление ветра	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Повторяемость ветра, P %	11	12	17	16	10	12	11	11
$P/P_0$	0,88	0,96	1,36	1,28	0,8	0,96	0,88	0,88
СЗЗ, $I_m$ , м	880	960	1360	1280	800	960	880	880
<b>АО «Эмбаунайгаз»</b>								
Скорректированный размер СЗЗ, $I_m$ , м (согласно заключению СЭС)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

### 3.7.4. 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.

### **3.8 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).

### **3.9. 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.

### 3.10. 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 селитебной зоне района, в котором расположено предприятие.

**Таблица 3.10 – Класс опасности**

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 3.11.

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

Категория опасности предприятия рассчитывается по формуле:

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

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

$ПДК_{с/с}$  - среднесуточная ПДК  $i$ -того вещества, мг/м<sup>3</sup>;

$q$  - 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 3.10.

**Таблица 3.11 - Расчет критериев опасности (КОВ) на существующее положение на 2022 год**

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Выброс вещества, усл.т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		3	0.1881	0.854655	21.3664	21.366375
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.01	0.001		2	0.008126	0.047755	152.3086	47.755
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2	6.241246	49.52398	10485.3326	1238.0995
0302	Азотная кислота (5)	0.4	0.15		2	0.00236	0.028771	0	0.19180667
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	6.52618	27.08023	451.3372	451.337167
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0.2	0.1		2	0.00281	0.000003	0	0.00003
0322	Серная кислота (517)	0.3	0.1		2	0.000576	0.000015	0	0.00015
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3	0.808129	2.7769	55.538	55.538
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		3	1.75216571	8.281635224	165.6327	165.632704
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.000192	0.006394	0	0.79925
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	9.2458102	140.11610501	31.8002	46.7053683
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		2	0.002552	0.01696	4.8932	3.392
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.2	0.03		2	0.007302	0.04779	1.8318	1.593
0410	Метан (727*)				50	0.7337448	21.189707	0	0.42379414
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50	4.4014487	33.031431	0	0.66062862
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30	1.0523696	0.6475204	0	0.02158401
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	1.5			4	0.119074	0.0639372	0	0.0426248

продолжение таблицы 3.11

0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.103219	0.0571365	0	0.571365
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.2			3	0.010845	0.0066391	0	0.0331955
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.149085	1.829308	3.0488	3.04884667
0627	Этилбензол (675)	0.02			3	0.002643	0.0014752	0	0.07376
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0.1			3	0.00009	0.1506	1.506	1.506
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5			4	0.00013	0.2259	0	0.04518
1119	2-Этоксизтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)			0.7		0.00007	0.12048	0	0.17211429
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0.1			4	0.00009	0.1506	1.4456	1.506
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.03	0.01		2	0.19321	0.6596	231.7741	65.96
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.19321	0.6596	231.7741	65.96
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.35			4	0.11256	0.10556	0	0.3016
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	0.00005			3	0.0002935	0.0090806	181.612	181.612
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	5	1.5		4	0.1213702	2.053505	1.3267	1.36900333
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05		0.2065913	0.2296336	4.5927	4.592672
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	10.3842864	261.783338	150.0195	261.783338
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3	0.29648	3.33907	22.2605	22.2604667
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0.15	0.05		3	0.05984	1.525781	30.5156	30.51562
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.3	0.1		3	0.045069	1.343343	13.4334	13.43343
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04		0.0369	0.1919	4.7975	4.7975

ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ (ПДВ) АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» ДЛЯ ПРОМПЛОЩАДОК НГДУ «КАЙНАРМУНАЙГАЗ»

2936	Пыль древесная (1039*)			0.1		5.169	14.0869	140.869	140.869
				<b>В С Е Г О:</b>		<b>48.17716841</b>	<b>572.24323883</b>	<b>12389</b>	<b>2833.97007</b>

## 4. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВОЗДУХООХРАННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ

### 4.1 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.

#### 4.1.1 Платежи за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при безаварийной деятельности

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:

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

**Таблица 4.1 - Определение лимитированного выброса загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников**

Код загр. вещества	Наименование вещества	Выброс вещества, т/год	Ставка платы за 1 тонну (МРП)	МРП за 2020 год	Сумма платежа за 2021 г
1	2	3	4	5	6
0123	Железо (II, III) оксиды	0,854655	30	2778	71226,9477
0143	Марганец и его соединения	0,047755	-	2778	-
0301	Азота (IV) диоксид	49,52398	20	2778	2751552,329
0302	Азотная кислота	0,028771	-	2778	-
0304	Азот (II) оксид	27,08023	20	2778	1504577,579
0316	Гидрохлорид	0,000003	-	2778	-
0322	Серная кислота	0,000015	-	2778	-
0328	Углерод	2,7769	24	2778	185141,4768
0330	Сера диоксид	8,281635224	20	2778	460127,653
0333	Сероводород	0,006394	124	2778	2202,553968
0337	Углерод оксид	140,116105	0,32	2778	124557,6127
0342	Фтористые газообразные соединения	0,01696	-	2778	-
0344	Фториды неорганические плохо	0,04779	-	2778	-
0410	Метан	21,189707	0,8	2778	47092,00484
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	33,031431	0,32	2778	29363,6209
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,6475204	-	2778	-
		0,0639372	0,32	2778	575,6197348
		0,0571365	-	2778	-
0501	Пентилены	0,0066391	-	2778	-
0602	Бензол	1,829308	-	2778	-
0616	Диметилбензол	0,0014752	-	2778	-
0621	Метилбензол	0,1506	-	2778	-
0627	Этилбензол	0,2259	-	2778	-
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт)	0,12048	-	2778	-
1061	Этанол (Этиловый спирт)	0,1506	-	2778	-
1119	2-Этоксиэтанол	0,6596	-	2778	-
1210	Бутилацетат	0,6596	-	2778	-
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,10556	-	2778	-
1325	Формальдегид	0,0090806	332	2778	608346,4416
1401	Пропан-2-он (Ацетон)	2,053505	-	2778	-
1716	Смесь природных меркаптанов	0,2296336	-	2778	-
2704	Бензин	261,783338	-	2778	-
2735	Масло минеральное нефтяное	3,33907	-	2778	-
2754	Алканы C12-19	1,525781	0,32	2778	232714,9161
2902	Взвешенные частицы	1,343343	10	2778	92759,3646
2907	Пыль неорганическая, содержащая 70%	0,1919	10	2778	42386,19618
2908	Пыль неорганическая, содержащая 70-20%	14,0869	10	2778	37318,06854
2930	Пыль абразивная (Корунд белый,	0,854655	10	2778	5330,982
2936	Пыль древесная (1039*)	0,047755	10	2778	391334,082
<b>Итого:</b>					<b>6586607,448</b>

**Суммарная плата за выбросы по НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» составляют:**

- **Сумма платежа на 2022 г. - 65 866 07, 448 тенге.**

*Примечание: расчет платежей на 2022 г. был проведен по ставкам, МРП за 2020г.*

## 5. ФИЗИЧЕСКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ И РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА

### 5.1 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.

### 5.2 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.

Таблица 5.1 - 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 соответствии со спецификациями Компании. Необходимо рассмотреть следующие внутривзаводские допустимые уровни шумового воздействия:

- *Ограничения по абсолютной величине.* Эти ограничения должны применяться ко всем внутривзаводским 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.

**Таблица 5.2 - Значения пределов шумового воздействия для определенных зданий**

<b>Рабочее место</b>	<b>Уровень звука, дБА</b>
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.

### **5.3 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 уравновешивания 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.

#### **5.4 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 №219-1 «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2016г.) 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;
- непревышение 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 радиоз экологического 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. «Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами», Алматы-1996 г.;
5. «Методические указания. Регулирование выбросов в атмосферу при НМУ». РД 52.04.52-85 Новосибирск-1986 г.;
6. «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.;
7. Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, предпроектной и проектной документации». (28.06.2007 г.№204-п, с изменениями и дополнениями от 24.09.2013г.)
8. «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.;
9. Приказ Министра национальной экономики РК «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» №168 от 28.02.2015г.;
10. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение 13 к Приказу МООС №100-п от 18 апреля 2008 года;
11. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», РНД 211.2.02.04-2004, Астана-2004г.;
12. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», РНД 211.2.02.03-2004, Астана-2004г.;
13. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана-2005г.;
14. «Методика определения выбросов автотранспорта для сводных расчетов загрязнения атмосферы городов», РНД 211.2.02.11-2004, Астана-2004г.
15. Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от установок малой производительности по термической переработке ТБО и промходов» Москва, 1998г
16. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» №237 от 20 марта 2015г.
17. Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.
18. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий. Приложение №3к. от 18.04.2008г.