

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №02177Р

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель председателя Правления
по производству АО «Эмбаунайгаз»

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

Согласовано:

Заместитель директора департамента
по ОТ и ОС АО «Эмбаунайгаз»

_____ Ж.Ж. Муканғалиев «
_____ » _____ 2021г.

Проверил (а):

Начальник отдела ООС

НГДУ «Жайыкмунайгаз»

_____ Г.Б. Бекешева
« ____ » _____ 2021г.

ПРОЕКТ

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

Директор Атырауского Филиала ТОО
«КМГ Инжиниринг»

Р.Н. УТЕЕВ

Заместитель директора филиала
по производству

А.Г. ГАБДУЛЛИН

г. Атырау, 2021г

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

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

АННОТАЦИЯ

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

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

Проект нормативов ПДВ для промплощадок НГДУ «Жайыкмунайгаз» разработан Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» на основании договора с АО «Эмбаунайгаз» №243-104//89/2020 АТ от 13.03.2020г на основании решения №408120 от 27.02.2020г АО «Эмбаунайгаз».

В настоящий момент АО «Эмбаунайгаз» имеет действующее до 31.12.2020г разрешение на эмиссии в ОС № KZ14VCZ00518604 от 29.11.2019г. АО «Эмбаунайгаз» согласно производственной программе, ежегодно разрабатывает Программу развития переработки сырого газа, на основании которой проводится корректировка объемов утилизируемого газа на собственные нужды и на факелах. Разрешения на сжигания сырого газа представлены в приложении 10. По этой причине возникает необходимость ежегодной разработки проекта нормативов ПДВ для НГДУ Жайыкмунайгаз.

Административный корпус АО «Эмбаунайгаз» расположен в г.Атырау по ул. Валиханова 1. Проект составлен для установления лимитов загрязняющих веществ от стационарных источников НГДУ «Жайыкмунайгаз» АО «Эмбаунайгаз».

Проект нормативов предельно-допустимых выбросов включает в себя общие сведения о промышленной площадке, характеристики источников загрязнения атмосферы, определение категорийности 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: котлы, печи подогрева нефти, дизельные двигатели для генераторов, кузнечный горн, сварочный передвижной агрегат, факелы - 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, склад инертных материалов, электро- газосварочные посты – выбросы происходят при работе аппаратов;

- передвижные источники выбросов – спецтехника и автотранспорт.

Согласно инвентаризации на промплощадках НГДУ «Жайыкмунайгаз» расположено 2331 стационарных источников выбросов загрязняющих веществ: из них 244 организованных; 2087 неорганизованных. От промплощадок НГДУ «Жайыкмунайгаз» в атмосферный воздух от стационарных источников выбрасываются загрязняющие вещества 40 наименований I-IV класса опасности. Общий валовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу определен в количестве **1076,838649 т/год на 2021 год, в том числе газообразных веществ – 1061,860845 т/год, твердых веществ – 14,97780394 т/год.** Ниже представлена таблица перечня ЗВ от стационарных источников в атмосферу цехов и

месторождений НГДУ «Жайыкмунайгаз»

Таблица 1 - Перечень загрязняющих веществ от стационарных источников в атмосферу месторождений НГДУ «Жайыкмунайгаз» на 2021 год

Наименование	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
Цех спецтехники и ТТ (месторождение С.Балгимбаев)	4,800625448	29,823450192
Цех ПРС (месторождение С.Балгимбаев)	3,117708937	14,718013
Участок ПРЭО (месторождение С.Балгимбаев)	3,277723167	8,98827074
Площадка УТРО (месторождение С.Балгимбаев)	0,000983	5,5275
Склад материально-технического снабжения (месторождение С.Балгимбаев)	0,00212	0,066842
Цех подготовки и перекачки нефти (месторождение С.Балгимбаев)	4,912669904	143,8630626
ЦДНГ №1 (месторождение С.Балгимбаев)	1,9686249	39,338197
Установка подготовки газа (месторождение С.Балгимбаев)	12,766882	102,4518256
Месторождение Ровное	3,2849	94,427
Месторождение Юго-Западный Камышитовый	15,4779546	104,4138294
Месторождение Юго-Восточный Камышитовый	37,866677	97,2188044
Месторождение Юго-Восточный Новобогат	1,26989471	21,6227413
Месторождение Западный Новобогат	2,17584654	14,69587
Месторождение Жанаталап	9,9183681	67,283488
Месторождение Гран	4,5300345	72,40393
Месторождение Забурунье	12,9750232	251,853362
УКХ	0,4735586	1,0788617
АЗ НГДУ	0,40156694	2,0048473
УТВС	0,05459354	0,244217
БМТС	0,15221274	4,4409751
Котельная	0,00698715	0,10987513
Служебные дома	0,012565	0,263688
Всего:	119,44752	1076,83865

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.

При выполнении расчетов рассеивания загрязняющих веществ были использованы данные по метеоусловиям и розе ветров от РПП на ПХВ «Казгидромет» (приложение 6).

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

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

Максимальные значения приземных концентрации по всем веществам не достигают границы СЗЗ предприятия. По результатам расчета рассеивания вредных веществ в атмосферу максимальная концентрация ПДК составляет:

- по диоксиду азоту 4,916677 ПДК достигает в точке $x=309, y=116$;
- по оксиду азота 3,0394542 ПДК и достигает в точке $x=-2191, y=-13884$;
- по саже 1,0594513 ПДК и достигает в точке $x=-2191, y=-13884$;
- по сернистому ангидриду 0,7238775 ПДК и достигает в точке $x=309, y=116$;
- по сероводороду 0,0062537 ПДК и достигает в точке $x=-191, y=116$;
- по оксиду углерода 0,7217054 ПДК и достигает в точке $x=-191, y=116$;
- по фтористым газообразным соединениям 0,0249789 ПДК и достигает в точке $x=309, y=116$;
- по углеводороду C_1-C_5 0,1926738 ПДК и достигает в точке $x=309, y=116$;
- по бензолу 1,0911331 ПДК и достигает в точке $x=309, y=116$;
- по бенз/а/пирен 0,1701516 ПДК и достигает в точке $x=-191, y=116$;
- по проп-2-ен-1-аль 1,228334 ПДК и достигает в точке $x=-2191, y=-13884$;
- по железо оксиду 0,1613671 ПДК и достигает в точке $x=309, y=116$;
- по бутилацетат 0,0023679 ПДК и достигает в точке $x=309, y=116$;
- по свинец и его неорганические соединения 1,7120047 ПДК и достигает в точке $x=-191, y=116$;
- по марганец и его соединения 0,1345877 ПДК и достигает в точке $x=-191, y=116$;
- по формальдегид 0,7370003 ПДК и достигает в точке $x=-2191, y=-13884$;
- по смесь природных меркаптанов 0,0358902 ПДК и достигает в точке $x=-191, y=116$;
- по бензин 0,5136826 ПДК и достигает в точке $x=-191, y=116$;
- по алканы C_{12-19} 0,9045728 ПДК и достигает в точке $x=-191, y=116$;
- по взвешенные частицы 1,1764189 ПДК и достигает в точке $x=309, y=116$;
- по пыль неорганическая 0,0119028 ПДК и достигает в точке $x=-191, y=116$;
- по пыль абразивная 0,5317409 ПДК и достигает в точке $x=309, y=116$.

Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ для месторождений показал, что уровень загрязнения на границе СЗЗ и за пределами промышленной площадки составил менее 1 ПДК.

Максимальная концентрация на границе СЗЗ наблюдается по выбросам смеси природных меркаптанов и составляет 0,2654 ПДК. Концентрации по остальным загрязняющим веществам ниже этого значения. Значения концентраций вредных веществ на границе СЗЗ по всем веществам приведены в приложении 3.

В группы суммаций входят 8 загрязняющих веществ, которые образуют 7 групп суммаций. Расчеты по группам суммаций также не показали превышений предельно-допустимых концентраций на границе СЗЗ. (приложение 3).

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.

Предложения по нормативам ПДВ по каждому источнику и ингредиенту отражены в таблицах 3.3 и 3.6 (приложение 2).

Предлагается установить следующие нормативы ПДВ в атмосферу для источников выбросов на промышленных площадках месторождений НГДУ в объеме 1076,838649

т/год согласно таблице нормативов выбросов ЗВ в атмосферу по предприятию (приложение 2). Ниже приведен общий перечень ЗВ по НГДУ «Жайыкмунайгаз».

Таблица 2 - Перечень загрязняющих веществ от стационарных источников в атмосферу на 2022 год

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопас. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды		0.04		3	0.2162312	2.4491053
0143	Марганец и его соединения	0.01	0.001		2	0.0049202	0.0475524
0184	Свинец и его неорганические	0.001	0.0003		1	0.0010417	0.000951
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	9.23814176	49.93327233
0302	Азотная кислота	0.4	0.15		2	0.0004333	0.0136656
0304	Азот (II) оксид	0.4	0.06		3	3.1982525	12.32093787
0322	Серная кислота	0.3	0.1		2	0.000099	0.000091
0328	Углерод	0.15	0.05		3	3.8178592	3.6356809
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	30.32086313	32.103549703
0333	Сероводород	0.008			2	0.017944325	0.036853505
0337	Углерод оксид	5	3		4	44.9135911	186.50387863
0342	Фтористые газообразные соединения	0.02	0.005		2	0.00074204	0.0045055
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0.2	0.03		2	0.0017112	0.009475
0410	Метан			50		3.82650888	85.2627512
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		9.4090757	361.73145755
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		0.4521657	0.7609848
0501	Пентилены	1.5			4	0.039694	0.034181
0602	Бензол	0.3	0.1		2	0.036519	0.031446
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	0.2			3	0.004784	1.012965
0621	Метилбензол	0.6			3	0.0466548	2.857209
0627	Этилбензол	0.02			3	0.000953	0.00082
0703	Бенз/а/пирен		0.000001		1	0.00000103	0.00000104
1042	Бутан-1-ол (0.1			3	0.0003135	0.71785
1048	2-Метилпропан-1-ол	0.1			4	0.000001	0.00475
1061	Этанол	5			4	0.0004492	0.955
1119	2-Этоксэтанол			0.7		0.0002388	0.4876
1129	Триэтиленгликоль			1		0.3112819	9.647091
1210	Бутилацетат	0.1			4	0.0002835	0.5554
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.03	0.01		2	0.087251	0.1488
1325	Формальдегид	0.05	0.01		2	0.087251	0.1488
1401	Пропан-2-он	0.35			4	0.0002064	0.403
1716	Смесь природных меркаптанов	0.00005			3	0.012759919	0.0245940568
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	5	1.5		4	1.4814667	3.42828
2735	Масло минеральное нефтяное			0.05		0.111173	1.260065
2752	Уайт-спирит			1		0.000179	1.009
2754	Алканы C12-19	1			4	11.1929053	310.462046
2902	Взвешенные частицы	0.5	0.15		3	0.45723	4.5991253
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0.15	0.05		3	0.1247	3.93249
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0.3	0.1		3	0.0028425	0.070862
2930	Пыль абразивная			0.04		0.0288	0.232561
	В С Е Г О:					119.4475195	1076.8386487

Также имеют место на промплощадках предприятия залповые выбросы от продувочных свечей (при плановых ремонтах и т.д. осуществляющие по мере необходимости), расположенных на линиях газопроводов технологических печей и

котлов, валовые выбросы от которых составляют ориентировочно 2, 648698 т/год, в том числе газообразных – 2, 648698 т/год.

Таблица 3 - Перечень загрязняющих веществ при залповом выбросе в 2022г

Наименование производств (цехов) и источников выбросов	Наименование вещества	Выбросы веществ, г/с		Периодичность, раз/год	Продолжительность выброса, час, мин	Годовая величина залповых выбросов
		По регламенту	Залповый выброс			
1	2	3	4	5	6	7
НГДУ «Жайыкмунайгаз»	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅		32,9243	1 раз/год	20 мин	2,643727
	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀		0,03033			0,001798
	Сероводород (Дигидросульфид)		0,0091			0,000779
	Смесь природных меркаптанов		0,03033			0,002392
Всего:			32,9940			2,648698

Транспортный участок НГДУ «Жайыкмунайгаз» имеет на балансе 91 передвижных транспортных средств суммарные выбросы вредных загрязняющих веществ, от которых составляет **4,916772 т/год**.

Таблица 4 - Перечень загрязняющих веществ от передвижных источников в атмосферу на 2022 год

Вещества IV класс опасности	оксиды углерода	1,8060585	т/год
Вещества II класс опасности	диоксиды азота	1,5430941	т/год
Вещества IV класс опасности	углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	1,2162648	т/год
Вещества III класс опасности	сажа	0,0598203	т/год
Вещества III класс опасности	сернистый ангидрид	0,24957729	т/год
Вещества II класс опасности	формальдегиды	0,041906814	т/год
Вещества I класс опасности	соединения свинца	0,000048906	т/год
Вещества I класс опасности	бенз/а/пирены	0,0000013	т/год

Плата за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников на 2021 г составляет 5 635 635,1 тенге, от факельных установок 20 275 052,2 тенге.

СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИЯ.....	3
СОДЕРЖАНИЕ	8
ВВЕДЕНИЕ.....	9
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ	10
1.1 Почтовый адрес предприятия.....	11
1.2 Карта-схема предприятия	11
1.3 Ситуационная карта-схема района.....	11
2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЙ И СОСТОЯНИЯ КОМПОНЕНТОВ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	12
2.1. Климатические условия	12
2.1.1. Атмосферный воздух	12
3. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМПЛОЩАДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НГДУ, КАК ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ.....	14
3.1. Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования с точки зрения загрязнения атмосферы	18
3.2. Характеристика источников выбросов.....	28
3.3. Стационарные источники выбросов	28
3.4. Краткая характеристика существующих установок очистки газа	40
3.5. Перспектива развития предприятия.....	40
3.6. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу	40
3.7. Характеристика залповых выбросов.....	40
3.8. Передвижные источники выбросов	42
3.9. Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/г) принятых для расчета ПДВ	43
3.10. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ.....	43
3.11. Проведение расчетов и определение предложений нормативов ПДВ	43
3.11.1. Расчет приземных концентраций.....	43
3.11.2. Предложения по установлению нормативов ПДВ	49
3.11.3. Размер санитарно-защитной зоны	51
3.12. Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ	52
3.11 Мероприятия по защите населения от воздействия выбросов вредных химических примесей в атмосферный воздух	53
3.12 Контроль за соблюдением нормативов ПДВ	56
3.13 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу	61
4 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВОЗДУХООХРАННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ.....	70
4.1 Сведения об ущербе, причиняемом выбросами предприятия.....	70
4.2 Расчет платы за загрязнение природной среды	70

ВВЕДЕНИЕ

Проект нормативов ПДВ для промплощадок НГДУ «Жайыкмунайгаз» разработан Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» на основании договора с АО «Эмбамунайгаз» №243-104//89/2020 АТ от 13.03.2020г на основании решения №408120 от 27.02.2020г АО «Эмбамунайгаз».

В настоящий момент АО «Эмбамунайгаз» имеет действующее до 31.12.2020г разрешение на эмиссии в ОС № KZ14VCZ00518604 от 29.11.2019г. АО «Эмбамунайгаз» согласно производственной программе, ежегодно разрабатывает Программу развития переработки сырого газа, на основании которой проводится корректировка объемов утилизируемого газа на собственные нужды и на факелах. Разрешения на сжигания сырого газа представлен в приложении 10. По этой причине возникает необходимость ежегодной разработки проекта нормативов ПДВ для НГДУ Жайыкмунайгаз.

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), а также разработка данного проекта велась в соответствии со следующими нормативными документами:

- «Экологический кодекс РК» от 01.07.2021 г.
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» №237 от 20.03.2015 г.
- 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:

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»
Республика Казахстан, 060000,
г.Атырау, проспект Елорда, 10.
Тел: 8(7122) 30-54-43
Тел./факс: 8(7122) 30-54-00

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

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

Нефтяные месторождения НГДУ «Жайыкмунайгаз» размещены на территории Исатайского и Махамбетского районов, Атырауской области. В каждом месторождении имеется вахтовый поселок для персонала. Административное здание НГДУ «Жайыкмунайгаз» находится в Исатайском районе Атырауской области. Связь с городом Атырау осуществляется по автомобильной дороге.

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

Разведочными работами на западе Эмбинской нефтеносной провинции выявлены благоприятные структуры месторождений Камышитовое, Жанаталап, Гран, Ровное, Забурунье, Новобогат.

Продуктивные пласты залегают на больших глубинах в сложных горно-геологических условиях.

По величине запасов нефти и запасу упругой энергии месторождения НГДУ «Жайыкмунайгаз» являются уникальными.

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;
- нефтеналивной стояк.

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

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

В состав НГДУ входят следующие промплощадки с расположенными на них источниками загрязнения атмосферы:

- Цех спецтехники и технологического транспорта (ЦСТиТТ);
- Цех подземного ремонта скважин (ПРС);
- Участок проката и ремонта эксплуатационного оборудования (ПРЭО);
- Участок текущего ремонта оборудования (УТРО);
- Склад материально-технического снабжения;
- Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН);
- м/р С. Балгимбаева;
- м/р Ровное;
- м/р Юго-Западный Камышитовый;
- м/р Юго-Восточный Камышитовый;
- м/р Юго-Восточный Новобогат;
- м/р Центральный Новобогат;
- м/р Западный Новобогат;
- м/р Жанаталап;
- Карачиганак (в составе м/р Жанаталап);
- м/р Восточный Жанаталап;
- м/р Северный Жанаталап;
- м/р Гран;

- м/р Забурунье (с пунктом сбора нефти №1 и 3);
- УКХ;
- Котельная адм. здания НГДУ «Жайыкмунайгаз»;
- Участок тепловодоснабжения (УТВС);
- Участок БМТС;
- Котельная узла учета технической воды;
- Служебные дома.

НГДУ «Жайыкмунагаз», 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, Исатайский район*

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 «Жайыкмунайгаз» приведена в приложении к проекту. На территории месторождений отсутствуют селитебные зоны, зоны отдыха, заповедники, музеи, памятники архитектуры, санатории.

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

2.1. Климатические условия

2.1.1. Атмосферный воздух

Климат Атырауской области формируется под влиянием арктических, иранских и туранских воздушных масс. В холодный период года здесь господствуют массы воздуха, поступающие из западного отрога сибирского антициклона, в теплый период они сменяются перегретыми тропическими массами из пустынь средней Азии и Ирана. Под влиянием циркуляции этих воздушных масс формируется континентальный и крайне засушливый тип климата. Для региона характерным являются изобилие тепла и преобладание ясной сухой погоды.

Температура воздуха. Анализ хода среднемесячных температур воздуха на северном побережье Каспийского моря свидетельствует о том, что самым холодным месяцем является январь, самым теплым – июль. Средняя температура в январе минус 10°С, а в июле плюс 32,9°С.

Ветровой режим. Для данного региона характерны сильные ветра. В холодное время года преобладают ветры восточного и юго-восточного направления. Высокая повторяемость восточных румбов сохраняется в весенний и осенний периоды и только в теплое время года вследствие уменьшения интенсивности центра высокого давления в Сибири. На территории Северного Прикаспия преобладают ветры северного и северо-западного направлений. Среднегодовая скорость ветра 4,2 м/сек. Наиболее вероятны сильные ветры в марте-апреле, обычно они имеют восточное направление.

Осадки. По условиям выпадения осадков территория относится к сухим, безводным районам. Среднегодовое количество осадков за холодный период года составляет 72,4 мм, среднегодовое количество осадков за теплый период года составляет 75,8 мм.

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

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

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические характеристики для месторождений в Исатайском районе Атырауской области представлены в таблицах 2.1-2.4 по наблюдениям на близлежащей метеорологической станции за 2019 г.

Таблица 2.1- Общая климатическая характеристика

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (I)	-9,5 градуса мороза
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (VII)	+33,6 градуса тепла
Число дней с пыльными бурями	15
Скорость ветра, превышение которой составляет 5%	10 м/с

Таблица 2.2 - Средняя температура воздуха за месяц и за год, °С:

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-6,6	-5,8	1,8	11,7	19,3	24,9	27,2	25,6	18,4	10,1	1,6	-4,1	10,3

Таблица 2.3 - Скорость ветра (абсолютный максимум с датой) за месяц и за год, м/с

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
4,5	4,7	4,9	4,9	4,5	4,0	3,7	3,5	3,8	3,8	3,9	4,3	4,2

Таблица 2.4 - Повторяемость (%) направлений ветра и штилей и роза ветров

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
9	13	17	15	9	14	13	10	4

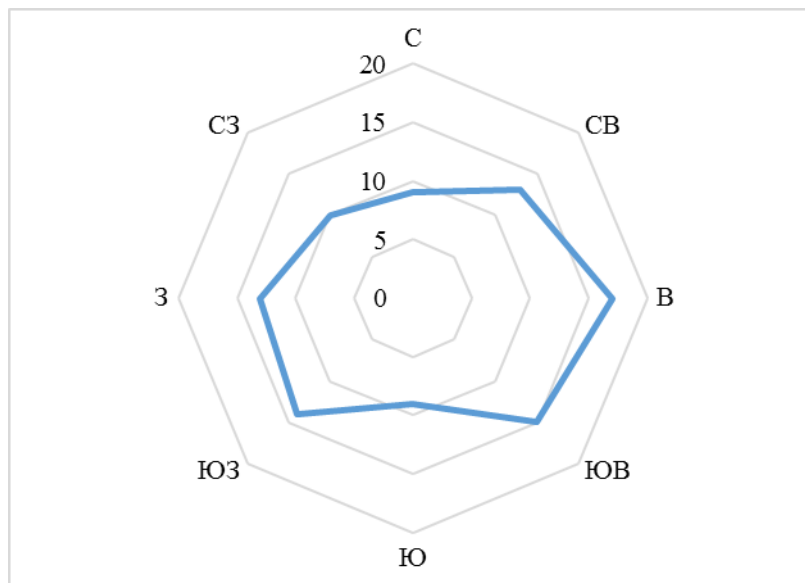


Рисунок 2.1- Роза ветров

3. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМПЛОЩАДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НГДУ, КАК ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

Основной задачей НГДУ «Жайыкмунайгаз» является добыча нефти. На промплощадках НГДУ расположено 2331 стационарных источников выбросов загрязняющих веществ: из них 244 организованных; 2087 неорганизованных.

Ниже представлена таблица по количеству источников загрязняющих веществ по месторождениям.

Таблица 31. – Количество источников по месторождениям НГДУ «Жайыкмунайгаз»

№№	Наименование промплощадок	Количество источников		Всего
		организованные	неорганизованные	
1.	Цех спецтехники и технологического транспорта (ЦСТИТТ)	43	7	50
2.	Цех подземного ремонта скважин (ПРС)	15	6	21
3.	Участок проката и ремонта эксплуатационного оборудования (ПРЭО)	6	12	18
4.	Площадка утро (месторождение С.Балгимбаева)	0	1	1
5.	Склад материально-технического снабжения	0	1	1
6.	Цех подготовки и перекачки нефти (месторождение С.Балгимбаева)	21	63	84
7.	Месторождение С.Балгимбаев (ЦДНГ №1)	10	296	306
8.	Установка подготовки газа (УПГ)	5	17	22
9.	Месторождение Ровное	7	32	39
10.	Месторождение Юго-Западный Камышитовый	25	483	508
11.	Месторождение Юго-Восточный Камышитовый	21	275	296
12.	Месторождение Юго-Восточный Новобогат	3	99	102
13.	Месторождение Юго-Восточный Новобогат (Блок Лиман)	0	37	37
14.	Месторождение Центральный Новобогат	3	22	25
15.	Месторождение Западный Новобогат	8	32	40
16.	Месторождение Жанаталап	15	301	316
17.	Месторождение Восточный Жанаталап	0	14	14
18.	Месторождение Северный Жанаталап	7	33	40
19.	Месторождение Гран	13	117	130
20.	Месторождение Забурунье	31	233	264
21.	УКХ	3	0	3
22.	Котельная Адм.зд.НГДУ «ЖайкМГ»	3	1	4
23.	Участок тепловодоснабжения (УТВС)		3	3
24.	Участок БМТС	2	2	4
25.	Котельная для узла учета технической воды в п.Аккистау	1	0	1
26.	Служебные дома	2	0	2
	ИТОГО:	244	2087	2331

Неорганизованные источники НГДУ «Жайыкмунайгаз» представлены выбросами от сварочных работ, пылением при работе с инертными сыпучими материалами (цемент, песок, уголь, известь, щебень, песчано-гравийная смесь), испарением углеводородов из шламонакопителей, и испарением через неплотности аппаратуры, фланцевых соединений, сальниковых уплотнений, в запорно-регулирующей аппаратуре:

- сепараторов, в которых происходит отделение газа от жидкой продукции скважин;

- эксплуатационных скважин;
 - отстойников типа ОГ-200, ОБН-3000, ОПФ-3000;
 - дренажная емкость.
- Организованные источники НГДУ представлены трубами:
- печей подогрева нефти типа ПТ-160/150 и ПТБ- 10/64 и воды ПП-0,63, в качестве топлива потребляющих природный и попутный нефтяной газ;
 - дизельных электростанций (ДЭС) типа А1Д6;
 - котельных (котлы марки КДВ-2035, КДВ-535, КДВ-201, КДВ-1500, АГОВ-35, КОВ-20СТ, Navien Ace-16 K, ДОН-500, КВГМ-4, КВ-Г-90-10, КВЖ-3,5, «Факел 0,8 ЛЖ»)
 - резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов (выброс углеводородов происходит через дыхательные клапаны);
 - участок металлообработки;
 - участки вулканизации и аккумуляторный;
 - дизельного сварочного агрегата АДД-4004;
 - факельных установок.

От топливосжигающих устройств (топки котлов, печи подогрева нефти) с дымовыми газами выбрасываются в атмосферу диоксиды азота и серы, оксид углерода, сажа, метан.

При факельном сжигании попутного газа в атмосферу поступают: оксид углерода, диоксид азота, метан, соединения серы, сажа.

Источниками выделения пыли неорганической являются склады песка, щебня; взвешенных веществ и абразивной пыли – процесс металлообработки; от склада извести в атмосферу поступает пыль извести.

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, формальдегид, сажа, диоксиды азота и серы.

Приоритетным загрязняющим веществом, выбрасываемым в атмосферу организованными и неорганизованными источниками, являются углеводороды.

Основные производственные показатели на 2019-2021г по добыче нефти, попутного нефтяного газа, использования его на собственные нужды по НГДУ «Жайыкмунайгаз», приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Технологические показатели по добычи нефти и газа по месторождениям НГДУ «Жайыкмунайгаз» на 2019-2021гг.

№	Месторождение	Наименование производимой продукции, ед.измерения	Мощность производства по основному продукции на 2019г	Мощность производства по основному продукции на 2020г	Мощность производства по основному продукции на 2021г
1	С.Балгимбаев	Добыча нефти, тыс.т.	126,1	122,2	126,100
		Добыча газа, тыс.м3	2924,0	2665,000	2752
		Кол-во скважин, ед	125	132	133
2	Юго-Западное Камышитовое	Добыча нефти, тыс.т.	208,6	200,3	196,100
		Добыча газа, тыс.м3	8915	8575,000	8405
		Кол-во скважин, ед	208	207	206
3	Юго-Восточное Камышитовое	Добыча нефти, тыс.т.	188,4	192,9	193,000
		Добыча газа, тыс.м3	1323	8988,000	9014

		<i>Кол-во скважин, ед</i>	107	108	111
4	Жанаталап	<i>Добыча нефти, тыс.т.</i>	209,9	175,2	174,100
		<i>Добыча газа, тыс.м3</i>	7259	6087,000	5999
		<i>Кол-во скважин, ед</i>	129	126	130
5	Гран	<i>Добыча нефти, тыс.т.</i>	45,6	69,9	87,200
		<i>Добыча газа, тыс.м3</i>	1403	2268,000	2812
		<i>Кол-во скважин, ед</i>	33	39	40
6	Забурунье	<i>Добыча нефти, тыс.т.</i>	120,3	120,3	113,700
		<i>Добыча газа, тыс.м3</i>	3657	3665,000	3470
		<i>Кол-во скважин, ед</i>	83	81	78
7	Юго-Восточное Новобогатинское (подкарниз)	<i>Добыча нефти, тыс.т.</i>	40,7	43,5	47,100
		<i>Добыча газа, тыс.м3</i>	6000	6300,000	6800
		<i>Кол-во скважин, ед</i>	23	26	30
8	Новобогатинское Западное	<i>Добыча нефти, тыс.т.</i>	3,5	7,6	11,000
		<i>Добыча газа, тыс.м3</i>	686	1467,000	2144
		<i>Кол-во скважин, ед</i>	4	6	8
9	Юго-Восточное Новобогат (надкарниз)	<i>Добыча нефти, тыс.т.</i>	15,1	33,6	46,7
		<i>Добыча газа, тыс.м3</i>	2279	5058,000	7114
		<i>Кол-во скважин, ед</i>	11	15	17
НГДУ "Жаикмунайгаз"		<i>Добыча нефти, тыс.т.</i>	958,2	965,5	995,0
		<i>Добыча газа, тыс.м3</i>	34446,0	45073,0	48510,0
		<i>Кол-во скважин, ед</i>	723	740	753

Примечание: Данные по добыче нефти и газа, также количество скважин взяты из проектов разработки месторождений, которые выполняются согласно ст.134, 136, 137 Кодекса «О недрах и недропользований», анализов разработки месторождений, руководствующиеся Приказом МЭ РК №239 от 15.06.2018г «Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», глава 12, п.156-164., проект разработки глава 10, п.100-147., проект пробной эксплуатации главаб, п.56-69.

На месторождениях НГДУ «Жайыкмунайгаз» сжигается сырой газ согласно разрешений на сжигание сырого газа. Ниже представлена таблица с разрешенными объемами газа по категориям V₆, V₇, V₈ (Приказ МЭ РК №164 от 05.05.2018г «Об утверждении методики расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию»).

Категория V₆ – норматив и объем сжигания сырого газа при проведении пусконаладочных работ технологического оборудования, определяется на основе технических характеристик, паспортов, проектной документации технологического оборудования и план-графика пусконаладочных работ.

Категория V₇ - норматив и объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования, определяется технической документацией по режиму эксплуатации, техническими характеристиками, паспортами и проектной документацией технологического оборудования;

Категория V₈ - норматив и объем сжигания сырого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования определяется технической документацией по эксплуатации технологического оборудования и план-

графиками технического обслуживания, планово-предупредительного, текущего, восстановительного (среднего) и капитального ремонтов.

Таблица 3.3 - Объем сжигаемого газа на месторождениях НГДУ «Жайыкмунайгаз»

№№	наименование месторождения	объем по разрешению, тыс.м3			№ разрешений
	Итого объем сжигаемого газа	1815,721			
		категория V6	категория V7	категория V8	
	Общий объем сжигаемого газа	534,24	94,428	1187,053	
	в том числе по месторождениям:				
1	ЮЗК	0	43,8	160,618	KZ72VPC00013998 от 15.12.2020
2	Гран	0	0,42	53,921	KZ88VPC00014001 от 15.12.2020
3	Жанаталап	0	1,68	269,758	KZ07VPC00014004 от 15.12.2020
4	3.Новобогат	0	0,42	41,11	KZ83VPC00013994 от 15.12.2020
5	Забурунье	0	0,84	133,064	KZ18VPC00014000 от 15.12.2020
6	С.Балгимбаев	0	46,428	51,888	KZ61VPC00014002 от 15.12.2020
7	ЮВК	0	0,84	172,855	KZ02VPC00013997 от 15.12.2020
8	ЮВН	534,24	0	303,839	KZ29VPC00013996 от 15.12.2020

Распределение газа по факелам предоставлено в следующей таблице.

Таблица 3.4 – Распределение газа НГДУ «Жайыкмунайгаз» согласно ПРППГ

№	наименование месторождения	разбивка газа по ПРППГ, тыс.м3	Номер источника	Выбросы ЗВ	категория по протоколу	Примечание
		Общий объем по категории V8				
		Общий объем по категории V7				
		Общий объем по категории V6				
1	С.Балгимбаев	21,90	0091-001	0,439018986	V7	ЦППН
		51,888	0091-002	1,0401738	V8	ЦППН
		24,528	0107-001	0,5438594	V7	УПГ
2	Юго-Западное Камышитовое	43,800	0309-0148-001	1,12615607	V7	на местах
		160,352	0309-0148-002	4,1228455	V8	на местах
		0,266	0309-0148-003	0,0068426	V8	УПН ЮЗК
3	Юго-Восточное Камышитовое	0,840	0165-001	0,1022774	V7	на местах
		172,855	0165-002	21,0244931	V8	на местах
4	Жанаталап	0,840	0204-001	0,015870513	V7	УПН Жанаталап
		115,017	0204-002	2,1730468	V8	УПН Жанаталап
		115,017	0230-002	2,1730515	V8	СП Жанаталап
		39,724	0107-003	0,7965751	V8	УПГ
		0,840	0230-001	0,015874411	V7	СП Жанаталап
5	Гран	0,420	0246-001	0,009068418	V7	на местах

		53,921	0246-002	1,16417711	V8	на местах
6	<i>Забурунье</i>	0,420	0311-001	0,007664244	V7	на местах
		66,532	0311-02	1,213375873	V8	на местах
		0,420	0312-001	0,007660244	V7	на местах
		66,532	0312-002	1,213368673	V8	на местах
7	<i>Новобогатинское Западное</i>	0,420	0186-001	0,007204006	V7	на местах
		41,11	0186-002	0,703965004	V8	на местах
8	<i>Юго-Восточное Новобогат (надкарниз)</i>	303,839	0309-0148-004	6,0940492	V8	сжигается на ЮЗК
		534,24	0107-002	10,71508	V6	УПГ

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

Основной задачей месторождений является добыча нефти.

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

- групповая замерная установка (ГЗУ),
- выкидные линии,
- напорный нефтепровод от ГЗУ до площадки сбора, на площадке ЦППН (цех подготовки и перекачки нефти),
- блок хим.реагентов,
- резервуары для хранения товарной и сырой нефти,
- печи для подогрева нефти,
- емкости для уловленной нефти,

Подача электроэнергии осуществляется с помощью воздушной линии ЛЭП, в качестве аварийного источника электроэнергии используется стационарная дизельная электростанция. Хозяйственно-питьевые нужды на месторождениях обеспечиваются по водоводам АО «КазТрансОйл». Хранение питьевой воды предусматривается в вертикальных стальных резервуарах. На площадках ЦППН предусмотрены стальные горизонтальные резервуары, для хранения регулирующего, пожарного и аварийного объемов воды и противопожарная насосная станция. Для сбора хозяйственно-бытовых, ливневых и производственных сточных вод запроектированы системы канализации.

На центральном пункте сбора происходит отстой нефти, нагрев продукции скважин, подготовка отделившейся воды. Нефть после обезвоживания и обессоливания насосами, через узел учета нефти, откачивается в систему АО «КазТрансОйл» (КТО).

Технология добычи и сбора нефти, применяемая на месторождениях в НГДУ, заключается в следующем:

Месторождение С.Балгимбаев

На ЦПС и ПН (цех спецтехники и технологического транспорта) месторождения С.Балгимбаев осуществляется сбор нефти всех месторождений НГДУ и подготовка её до товарной кондиции и сдача в систему КТО.

Смесь нефти месторождений Камышитовое Ю.З., Камышитовое Ю.В., Новобогатинск Ю.В. и отдельно с месторождений Жанаталап, Гран и Забурунье поступает на ЦПС и ПН для подготовки нефти проходя узел замера для ведения оперативного учета поступающего объема. Нефть вышеперечисленных месторождений непосредственно на месторождениях проходит внутрипромысловую подготовку нефти и затем откачивается дожимными насосными станциями на ЦПС и ПН месторождения С.Балгимбаев.

Нефть месторождения С.Балгимбаев с групповых замерных установок поступает сразу на ЦПС и ПН, так как на месторождении не предусмотрен отдельный пункт сбора и подготовки нефти.

Технологический процесс подготовки нефти на ЦПС и ПН месторождения С.Балгимбаев проходит по нижеследующей схеме.

Газожидкостная смесь с месторождения С.Балгимбаев и газожидкостная смесь месторождения Сев.С.Балгимбаев, уч.Карашиганак поступает на сепараторы-отстойники нефти I ступени С1/1 и С1/2, где происходит предварительный сброс пластовой воды и отбор свободного газа. Далее жидкость с обводненностью 20% технологическими насосами ЦНС-38/66 подается на печи подогрева нефти ПТБ 10/64 №1, 2.

Одновременно, на вход печи подогрева нефти ПТБ 10/64 поступает смесь месторождений Ю.В. Новобогатинск, Ю.В. Камышитовое, Ю.З. Камышитовое и раздельно Жанаталап, Забурунье, Гран, где происходит смешивание нефти всех месторождений.

Подогретая до температуры +55-60°C нефть с давлением 0,14 МПа поступает в сепараторы-отстойники нефти II ступени С 2/1 и С 2/2, где происходит обезвоживание нефти, сброс пластовой воды и дополнительный отбор свободного газа.

После II ступени обезвоженная нефть с давлением 0,12 МПа поступает на III ступень обессоливания и далее на концевую сепарационную установку (КСУ). Из КСУ разгазированная нефть с давлением 0,11 МПа и содержанием солей до 100 мг/л поступает на РВС-2000 №6. Из РВС №6 через переточную линию нефть поступает на предтоварные резервуары РВС-5000м³ №1т, №10т, №11т, №12т.

По мере подготовленности предтоварных резервуаров нефть технологическими насосами перекачивается ЦНС-300/120 №1, №2 на товарные резервуары КТО.

Одновременно сбрасываемая пластовая вода в процессе подготовки нефти из всех отстойников через дренажную линию поступает на ОПФ-3000 затем РВС – 5000м³ №7.

С месторождения Гран продукция поступает на РВС-2000м³ №8, 9 и через переточную линию подается технологическими насосами ЦНС-38/66 на печи ПТ-10/64 №1, 2. Сбрасываемая пластовая вода через дренажную линию поступает на РВС №7.

Пластовая вода с резервуара №7 в объеме 4400 м³/сутки поступает на прием насосов ЦНС-180/425 системы ППД для закачки в пласт. Рабочее давление на выходе насосов составляет 4,2 МПа.

Газ, выделившийся на первой и второй ступени сепарации поступает на осушку в газосепаратор ГС, который далее полностью используется на собственные нужды.

Закачка реагента – деэмульгатора осуществляется блочной дозировочной установкой БР-2,5. Для осуществления процесса деэмульсации нефти на ЦПС и ПН месторождения С.Балгимбаев применяется химреагент Диссолван V-4795 и V-4397.

Установка подготовки газа (УПГ) на месторождении С. Балгимбаева

Установка подготовки газа (УПГ) на м/р С.Балгимбаев, рассчитана на переработку попутного нефтяного газа в объеме около 60млн. нм³/год. Установка компримирует попутный газ и приводит его в состояние, соответствующее ГОСТ 5542-87.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Рейбойлер регенератора является электрическим обогревателем. Температура в Регенераторе поддерживается путем регулирования термостата ребойлера.

Товарный газ одоризируется и замеряется.

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

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

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

Топливный газ используется в следующих целях:

- Топливный газ для компрессоров;
- Продувка и запальный газ на факел.

Среднее давление на выходе завода 10 бар. Предполагаемая температура приблизительно 50°C.

Газ из обводной линии установок, также как и из линий продувки и сбросов со всех предохранительных клапанов установок направляются в факельную систему. Факельная система состоит из факельного газоочистителя, MBD-8010, который снижает содержание любой свободной жидкости до 300 мкм. Расход газа замеряется с помощью FIC-8014 и направляется на факел, ZZZ-8040.

Факельная труба расположена в 100 м от установки, таким образом, чтобы свести к минимуму риск излучаемого тепла для персонала и оборудования.

Установка подготовки воздуха КИП, ZZZ-9100, обеспечивает площадку воздухом КИП.

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

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

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

Отделившиеся жидкие углеводороды нагреваются до 48,6°C и направляются на стабилизационную колонну. Поток разделяется и примерно 21% потока используется для охлаждения потока в нижней части стабилизационной колонны и для уменьшения нагрузки ребойлера до менее 40 кВт. Ребойлер нагревается с помощью электрического нагревателя. Протоколы испытаний состава очищенного газа УПГ приложены в приложении. Компонентный состав очищенного газа для расчета ЗВ принят на основе протокола испытаний очищенного газа за 7 месяцев (значение - среднее).

Месторождение Ровное

Месторождение Ровное находится в консервации.

Месторождение Юго-Западное Камышитовое

Продукция скважин месторождения по внутривнепромысловому транспорту нефти по выкидным линиям поступает на групповые замерные установки, расположенные в местах наибольшей концентрации скважин.

На групповых замерных установках «Спутник» скважины подключены к измерительному устройству, где производится замер дебита жидкости.

С групповых замерных установок водонефтяная жидкость с ГЗУ по нефтесборному коллектору поступает на ступень сепарации – отделение газа от жидкости в нефтегазосепараторы НГС №1 V=16м³, НГС №2 V=25м³, с P = 1,2 – 2,5 кгс/см².

С НГС №1, №2 водонефтяная жидкость поступает в РВС-2000 №2 на отстой.

Отделившийся газ поступает на ГС на осушку от водяной взвеси. Осушенный газ используется на внутренние нужды: в подогревателях ПТ 16/150, котельной.

Перед сепараторами с блочной дозировочной установки БР-2,5 производится подача деэмульгатора Диссолван V4795 со средним удельным расходом 41 г/т.

После первой ступени сепарации нефтяная жидкость со сборного пункта нефти по нефтесборному коллектору поступает на УПН Камышитовое Юго-Западное подогревается в ПТ 16/150 №3, №4, №5 и через КСУ поступает в РВС – 2000 №2 на отстой, где происходит предварительное отделение воды от нефти.

Нефтяная жидкость с месторождения Камышитовое Юго-Западное через счетчик НОРД – 80 поступает в РВС – 2000 №2, где при отстое происходит предварительное отделение нефти от воды.

Из резервуара №2 нефтяная жидкость по переточной линии поступает в РВС-2000 №1, из резервуара №1 нефть забирается технологическими насосами ЦНС 60/66 №1, №2 и прокачивается через подогреватель ПТ 16/150 №1.

Подогретая до $T=50^{\circ}\text{C}$ с $P=1,7$ кгс/см² нефтяная жидкость с подогревателя ПТ 16/150 №1 поступает в резервуар №3 $V = 2000\text{м}^3$ на отстой.

С месторождения Ю.В.Новобогатинск газонефтяная смесь в объеме $100\text{м}^3/\text{сут}$ по нефтесборному коллектору поступает в НГС №3 $V=16\text{м}^3$, с $P=3,0 - 5,0$ кгс/см² на ступень сепарации.

С НГС №3 нефтяная смесь поступает в РВС - 2000 №3 на отстой.

Газ месторождения Ю.В.Новобогатинск в объеме 28000 м^3 с НГС №3 через узел замера транспортируется по газопроводу Ю.З.Камышитовое – С.Балгимбаев на ЦППН С.Балгимбаев.

Давление в начальной точке газопровода составляет $3,5$ кгс/см², в конечной точке – $1,8$ кгс/см².

Пластовая вода с технологических резервуаров сбрасывается в отстойники ОГ-100, ОГ-200, а нефть по переточной линии $H=8,5\text{м}$ поступает в РВС-2000 №5, по переточной линии $H=6,8\text{м}$ поступает в РВС-1000 №4.

С отстойников ОГ-100, ОГ-200 пластовая вода направляется в отстойник ОПФ-3000/6 на подготовку, откуда через узел учета счетчик «КРОХНЕ» закачивается в систему ППД. Рабочее давление на выходе насосов ЦНС 180/425 №1, №2 ЦНС 300/600 №3 составляет 42 кгс/см².

Уловленная нефть с отстойников ОГ-100, ОГ-200, ОПФ-3000/6 сбрасывается в дренажную емкость ЕП-16, откуда насосом НБ-50 закачивается на подготовку в резервуар №2.

Подготовленная нефть месторождений Ю.З.Камышитовой, Ю.В.Камышитовое, Ю.В.Новобогатинск из товарных резервуаров №4, №5 забирается насосами ЦНС 180/128, ЦНС 180/170 через узел учета - счетчик «КРОХНЕ», через подогреватель ПТ 16/150 №2 по межпромысловому нефтепроводу откачивается на ЦППН С. Балгимбаев для подготовки до товарной кондиции и сдачи в АО «КазТрансОйл».

Месторождения Юго-Восточное Камышитовое

Сбор продукции скважин юго-восточного крыла осуществляется на сборном пункте месторождения Ю.В.Камышитовое.

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется на групповые замерные установки АГЗУ «Спутник» №212, №214, №217, где осуществляется замер дебита каждой скважины по отдельности. После замера общая жидкость в объеме $302 \text{ м}^3/\text{сут}$ с обводненностью 52% по нефтяному коллектору $\text{Ø}159\text{х}6$ поступает в нефтегазосепаратор НГС $V=12,5\text{м}^3$ $P_{\text{раб}}=2$ кгс/см², где происходит отделение газа от жидкости. Выделившийся в нефтегазосепараторе газ с $P_{\text{раб}}=1,2$ кгс/см² поступает в газосепаратор ГС на осушку, который полностью используется на печи подогрева нефти ПТ16/150 №1, №2.

С нефтегазосепаратора разгазированная эмульсия прокачивается через печь подогрева ПТ16/150 №1 и с $T=60^{\circ}\text{C}$, $P_{\text{раб}} = 1,5$ кгс/см² поступает в две параллельные буферные емкости РГС №1, №2 $V=50 \text{ м}^3$. Из емкостей жидкость с $P = 0,5$ кгс/см² поступает на прием насосов НБ-50 №1, №2, прокачивается через печь ПТ16/150 №2 и с $T=45^{\circ}\text{C}$, давлением на выходе насоса $2,5$ кгс/см² откачивается на УПН Ю.В.Камышитовое для дальнейшей подготовки. Сброс дренажных остатков на сборном пункте осуществляется в заглубленную дренажную емкость ЕП-16.

На УПН Ю.В.Камышитовое откачиваемая нефтяная жидкость со сборного пункта с АГЗУ №212, №214, №217 в объеме 302 м³/сут одним потоком поступает в РВС-1000 №1.

Продукция скважин с АГЗУ №213, №216, №215 объемом 1500 м³/сут. другим потоком по нефтесборным коллекторам Ø159х6 поступает в параллельные нефтегазосепараторы с P_{раб}=2 кгс/см². Перед нефтегазосепараторами с БР-2,5 с удельным расходом 100-120 г/т в коллектор дозируется деэмульгатор Диссольван V-4397.

С нефтегазосепараторов нефтяная эмульсия прокачивается через подогреватель ПТ16/150 №1 и с T= 40-45°C поступает на РВС-1000 №1 на отстой.

Из резервуара №1 нефть через переточную линию поступает в резервуар №2 и насосами внешней откачки ЦНС-60/132, ЦНС-180/128, НБ-125 (1 насос «рабочий», 2 насоса в «резерве») прокачивается через печь ПТ-16/150 №2.

Подогретая нефть с T=50°C в объеме 450 м³/сутки, обводненностью до 5% откачивается по нефтепроводу Ø159х6 в резервуарный парк месторождения Ю.3.Камышитовое. Рабочее давление на выходе насосов составляет 12 кгс/см².

Выделившийся газ после осушки в газосепараторе ГС используется на печах ПТ16/150 №1, №2, котельной.

Отделившаяся от нефтяной эмульсии пластовая вода с резервуара №1, а также вода с водозаборных скважин поступает в РВС-1000 №3.

Пластовая вода, в объеме 1287 м³/сут, насосами ЦНС-180-425 №1, №2 с P=37-40 кгс/см² закачивается в систему ППД.

Сброс нефтяных остатков с аппаратов производится в заглубленную дренажную емкость ЕП-16, откуда закачивается в систему подготовки нефти.

Месторождения Юго-Восточный Новобогатинск и блок Лиман

Газонефтяная смесь месторождения Юго-Восточный Новобогатинск с нефтяных скважин поступает на АГЗУ №1 и АГЗУ №2,4.

Откуда после замера дебита по каждой скважине газонефтяная смесь по нефтяному сборному коллектору под собственным давлением 4,0-4,5 кгс/см² поступает на сборный пункт на МФНС.

Продукция газонефтяной смеси со скважин площадки блок Лиман поступает на АГЗУ. После замера дебита газонефтяная смесь по нефтяному коллектору под собственным давлением 4,5-5,0 кгс/см² поступает на сборный пункт на МФНС.

К установкам мультифазным насосам относятся следующие технологические оборудование: подводящий нефтяной коллектор, Модульные насосы типа №1, №2, №3, №4, №5, №6, №7, №8, №9, предназначенные для перекачки газоводонефтяных смесей от 5 до 800С, с содержанием газовой фазы до 80%, Модули защиты предназначенные для исключения выхода из строя мультифазного насоса по причине отсутствия в перекачиваемой газожидкостной среде достаточного количества жидкой фазы, емкость Е-100.

В процессе работы мультифазных насосных станций газ не разделяется.

С нефтесборного коллектора газонефтяная смесь двух месторождений через МФНС №1, №2, №3, №4, №5, №6, №7, №8, №9, подключенный к модулям защиты откачиваются по межпромысловому нефтепроводу на УПН Ю.3.Камышитовое.

Резервная схема при ремонте МФНС:

Сбор продукции скважин месторождения Ю.В.Новобогатинск осуществляется на сборном пункте.

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется на групповые замерные установки №1, 2,3.

Жидкость с групповых замерных установок по нефтесборному коллектору поступает на нефтегазосепаратор (НГС) где происходит отделение газа от жидкости. Выделившийся в нефтегазосепараторе газ поступает в газосепараторы и далее по газопроводу направляется в УПН Ю.3.Камышитовое.

С нефтегазосепаратора жидкостная смесь по нефтепроводу направляется в УПН Ю.З.Камышитовое.

Сброс дренажных остатков на сборном пункте осуществляется в заглубленную дренажную емкость.

Месторождение Центральный Новобогат

Месторождение Центральный Новобогат находится в консервации.

Месторождение Западный Новобогат

Продукция с эксплуатационных скважин месторождения Западный Новобогат по выкидным линиям поступает на автоматизированную замерную установку. На автоматизированной замерной установке типа «СПУТНИК» скважины подключены к измерительному устройству, где производится замер дебита жидкости.

С автоматизированной замерной установки водонефтяная жидкость по нефтесборному коллектору поступает в нефтегазосепаратор НГС для отделения газа от продукции нефтяных скважин.

Рабочее давление на нефтегазсепараторе составляет 0,8-1,0 атм.

Отделившийся газ поступает на ГРПШ и затем используется в воздухонагреватели ГНВТ-250 и в печи подогрева нефти (ПТ-16/150МУ). В установке ГНВТ-250 производится сжигание газа в закрытой камере сгорания.

С нефтегазосепаратора разгазированная нефтяная эмульсия через ОГ-100 поступает в технологический РВС-1000, откуда после отстоя через переточную линию поступает в горизонтальные емкости РГС-100 №1, 2, 3.

С РГС-100 №1, 2, 3 нефть откачивается насосами ЦНС-38/44 №1, 2 (1 насос «рабочий», 1 насоса в «резерве») в автоцистерну и транспортируется в ЦПС и ПНС С.Балгимбаев.

Сброс дренажных нефтяных остатков с аппаратов предусматривается в заглубленную дренажную емкость.

Месторождение Жанаталап

Продукция эксплуатационных скважин месторождения Восточный Жанаталап по внутрипромысловой системе сбора и транспортирования нефти, по выкидным линиям поступает на групповые замерные установки. На групповых замерных установках скважины подключены к измерительному устройству, где производится замер дебита жидкости, газа.

После замера дебита скважин по газу и пластовой жидкости, ГЖС под собственным давлением по нефтяному коллектору поступает на мультифазные насосные станции (МФНУ) и вся газоводонефтяная жидкость откачивается на СП «С.Жанаталап». В СП «С.Жанаталап» выделившийся газ направляется в УПГ «С.Балгимбаев», далее водонефтяная эмульсия направляется на УПН «Ц.Жанаталап» для дальнейшей подготовки.

Продукция эксплуатационных скважин месторождения Центральный Жанаталап по внутрипромысловой системе сбора и транспортирования нефти по выкидным линиям поступает на групповые замерные установки, расположенные в местах наибольшей концентрации скважин.

На групповых замерных установках «СПУТНИК» скважины подключены к измерительному устройству, где производится замер дебита жидкости.

С групповых замерных установок водонефтяная жидкость месторождения Ц.Жанаталап по нефтесборному коллектору поступает на УПН Ц.Жанаталап в нефтегазосепаратор НГС, где производится отделение газа от продукции нефтяных скважин.

Перед НГС производится подача деэмульгатора Диссолван V 4795 с удельным расходом 35-50 г/т производится с БР-2,5.

Отделившийся на I ступени сепарации газ по газопроводу Ø80мм поступает на осушку в газосепаратор ГС – 1 – 1,6 – 800 – 1 и после окончательной очистки от жидкости через ГРПШ используется на печах подогрева нефти, в котельной.

Сброс дренажа с нефтегазосепаратора, с газосепаратора производится в дренажную емкость ДЕ.

С нефтегазосепаратора разгазированная нефтяная эмульсия прокачивается через печи подогрева и с $T=50-60^{\circ}\text{C}$ поступает в РВС-2000 №3. Нефтяная жидкость месторождения Сев. Жанаталап подогретая на подогревателях ПТ16/150 с $T=45-50^{\circ}\text{C}$, с $R_{\text{вых}}=1,8\text{кгс/см}^2$ по нефтесборному коллектору Ø219мм, $L=2,55\text{км}$, $V=1400\text{м}^3$ с $P=2,5-3,0\text{кгс/см}^2$ при откачке с месторождения насосами НБ-125 №1, №2, №3 (1 насос «рабочий», 2 насоса «резервные») поступает на УПН Ц. Жанаталап в РВС-2000 №3.

Нефтяная жидкость месторождения Восточный Жанаталап по нефтесборному коллектору (СВТ Ø100мм) протяженностью 7,585км в объеме $350\text{м}^3/\text{сут}$, содержанием воды 82,3% насосами НБ-125, ЦНС 180/85, ЦНС 60/66 (1 насос «рабочий», 2 насоса «резервные») подогретая на подогревателях ПТ 16/150 с $T=45-50^{\circ}\text{C}$ откачивается на УПН Ц. Жанаталап в РВС-2000 №3.

С РВС-2000 №3 с перетока $H=7\text{м}$, $H=9\text{м}$ отстоявшаяся нефть поступает в товарный резервуар №2 $V=1000\text{м}^3$.

Сброс дренажа с резервуаров производится в дренажные емкости ЕП- 40, ЕП-16.

С товарного резервуара нефти №2 после отстоя, после проведения аналитического контроля на качество, подготовленная нефть насосами ЦНС 180/128 №1, ЦНС 180/170 №2 (1 насос «рабочий», 1 насос «резервный») с рабочим давлением на выкиде технологического насоса $5-12\text{кгс/см}^2$, через оперативный узел учета нефти (ОУУН), (узел замера НОРД–80 «резервный») по нефтепроводу Жанаталап – С.Балгимбаев из СВТ Ø150мм протяженностью 13,86км, объемом $500-600\text{м}^3/\text{сут}$, обводненностью 0,5-1,0% через печь подогрева ПТ16/150 №4 с $T=50^{\circ}\text{C}$ откачивается на ЦППН С.Балгимбаев для подготовки нефти и сдачи ее в АО «КазТрансОйл».

Сбор продукции скважин Северного крыла месторождения Жанаталап осуществляется на новом сборном пункте.

Продукция с эксплуатационных скважин Северного крыла месторождения Жанаталап по внутрипромысловой системе сбора и транспортирования нефти, по выкидным линиям поступает на групповые замерные установки типа Спутник «ОЗНА - Микрон»: на АГЗУ №360, на АГЗУ №364, на АГЗУ №367; на АГЗУ №359

После замера дебита каждой скважины по отдельности по газу и пластовой жидкости ГЖС под собственным давлением по нефтяному коллектору Ø159мм объемом $1067\text{м}^3/\text{сут}$, обводненностью 70% с $R_{\text{вх.}}=0,06\text{МПа}$ поступает через входную задвижку в нефтегазосепаратор НГС 0,6 (0,4) – 1200 для отделения попутного нефтяного газа от ГЖС.

Выделившийся попутный газ с $R_{\text{вых.}}=0,6\text{МПа}$ отводится через выходную задвижку в газосепаратор, где происходит отделение конденсата водяных паров от газа.

Осушенный газ с $R_{\text{вх.}}=0,03\text{МПа}$ используется в подогревателях нефти ПТ 16/150 №1, №2 и на другие собственные нужды.

Газ через узел учета «Эмис-Вихрь-200» поступает в подогреватели ПТ 16/150 №1, №2 для подогрева нефтяной жидкости. С газосепаратора при аварийных ситуациях газ поступает на факел. Дегазированная водонефтяная эмульсия с сепаратора НГС с $R_{\text{вых.}}=0,04\text{МПа}$ поступает параллельно в отстойники РГС – 100 №1, №2 $V=100\text{м}^3$.

Из отстойников РГС – 100 №1, №2 центробежными насосами ЦНС 180/85 №1, №2, НБ – 125 №3 через узел учета нефти «Эмис-Вихрь-200» поступает в подогреватели ПТ 16/150 №1, №2, с $R_{\text{вых.}}=0,5\text{МПа}$, $R_{\text{газа}}=0,03\text{МПа}$ с температурой подогрева:

- летом $40 - 45^{\circ}\text{C}$
- зимой $50 - 60^{\circ}\text{C}$

Подогретая нефтяная эмульсия по нефтяному коллектору Ø159х6мм, протяженностью 2,55км поступает на УПН Жанаталап через печь подогрева ПТ-2,5 в отстойник ОБН – 3000/6. Сбор дренажа с нефтегазосепаратора, РГС – 100 №1, №2 при аварийных ситуациях, с подогревателей, нефтяные утечки с насосов собираются в дренажные емкости ЕП-16, ЕП-8, откуда агрегатом откачиваются в автоцистерну и вывозятся в сырьевой резервуар на УПН Жанаталап.

Участок Карашиганак месторождения Жанаталап

Газожидкостная смесь со скважин по выкидным линиям направляется на групповую замерную установку АГЗУ «Спутник» где осуществляется замер дебита каждой скважины по отдельности, далее газожидкостная смесь по нефтяному коллектору поступает на ЦПСИПН С.Балгимбаев.

Месторождение Гран

Продукция эксплуатационных скважин месторождения Гран в виде газожидкостной смеси по внутрипромысловой системе сбора и транспортирования нефти по выкидным линиям поступает на групповые замерные установки. На групповых замерных установках скважины подключены к измерительному устройству, где производится замер дебита жидкости, газа.

После замера дебита скважин по жидкости и газу газожидкостная смесь с ГЗУ по нефтесборному коллектору поступает в нефтегазосепаратор НГС $V=25 \text{ м}^3$, для отделения газа от продукции нефтяных скважин.

Отделившийся на ступени сепарации газ поступает на осушку в газосепаратор ГС и после окончательной очистки от жидкости используется на печах подогрева нефти, в котельной.

Сброс дренажа с нефтегазосепаратора и газосепаратора производится в дренажную емкость ДЕ $V=5 \text{ м}^3$, откуда откачивается агрегатом в автоцистерну и вывозится в сырьевой резервуар.

С нефтегазосепаратора разгазированная нефтяная эмульсия поступает на печи подогрева ПТ 16/150. Подогретая нефтяная эмульсия до $T = 46-50^\circ\text{C}$ через выходные задвижки заполняет РВС №1 $V=1000 \text{ м}^3$.

После разделения нефтяной эмульсии отстоявшаяся пластовая вода из резервуара №1, поступает в отстойник ОГ-100 №2 для окончательного разделения от нефтепродуктов, механических примесей с последующей закачкой в систему ППД.

Отделившаяся нефть с РВС №1 поступает в РВС №2 $V=1000 \text{ м}^3$.

Откуда, после отстоя, обезвоженная нефть месторождения Гран забирается насосами ЦНС 180/85, 180/128 (1 - насос «рабочий», 1 - насос в «резерве»), откачивается через печь подогрева ПТ 16/150 №1, с $P=5 - 12,8 \text{ кгс/см}^2$ по нефтяному коллектору на ЦППН С.Балгимбаева для получения товарной нефти.

Дренаж с отстойников ОГ-100 №1, №2 через выходные задвижки и с технологических насосов сбрасывается в дренажную емкость ДЕ $V= 100 \text{ м}^3$, откуда насосом НБ-125 закачивается через задвижку нефтяной коллектор ГЗУ.

Дренаж с РВС №2 $V=1000 \text{ м}^3$, с отстойников ОГ-100 №1, №2 через выходную задвижку №31/1, №13/1 в случае ремонтных работ, нарушения технологического режима и аварийных ситуаций поступает в дренажную емкости ЕП-25 м^3 . Откуда поступает в технологический резервуар РВС №1 $V=1000 \text{ м}^3$.

Месторождения Забурунье

Сбор нефти на сборном пункте №1 месторождения Забурунье осуществляется по следующей технологической схеме: продукция скважин в виде газожидкостной смеси по внутрипромысловой системе сбора и транспортирования нефти по однотрубной лучевой системе поступает на групповые замерные установки типа «Спутник» Б40 – 14 – 500.

После замера общая жидкость по нефтяному коллектору Ø273мм, поступает в нефтегазосепаратор. Выделившийся в нефтегазосепараторе газ поступает в газосепаратор ГС 1-2,5-600 на осушку от водяной взвеси.

Осушенный газ, через задвижки поступает в подогреватель ПТ-16/150 для подогрева нефтяной жидкости. Дегазированная водонефтяная эмульсия с нефтегазосепаратора поступает в параллельные горизонтальные резервуары РГС – 100 №1, №2, РГС – 60 №3 (резервный).

Из отстойников РГС – 100 №1, №2 насосами ЦНС 180/128 №1, №2, №3 - 1 насос «рабочий», 2 насоса «резервные» нефтяная жидкость.

Сброс дренажа с нефтегазосепаратора, газосепаратора производится в дренажную емкость ДЕ-8, с РГС – 100 №1, №2 при аварийных ситуациях, нефтяные утечки с сальников технологических насосов собираются в дренажную емкость ДЕ-16, откуда насосом НБ-32 откачивается в приемные емкости РГС-100 №1, №2.

Сбор продукции скважин ГЗУ №301, 302, 401, 402 осуществляется на сборном пункте №3 месторождения Забурунье.

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется на групповые замерные установки АГЗУ №№301, 302, 401, 402 где осуществляется замер дебита каждой скважины по отдельности. После замера общая жидкость по нефтяному коллектору поступает в нефтегазосепаратор НГС Рраб =2-2,1 кгс/см², где происходит отделение газа от жидкости. Выделившийся в нефтегазосепараторе газ с Рраб =0,9-1,1 кгс/см² поступает в газосепаратор ГС на осушку, который полностью используется на печи подогрева нефти ПТ-16/150.

С нефтегазосепаратора разгазированная эмульсия поступает в буферные емкости РГС-100 №1, 2 и РГС-60 №3. Из емкостей эмульсия поступает на прием насоса ЦНС-180/128, которыми забирается и подается на печи ПТ-16/150. Рабочее давление на выходе насоса колеблется в пределах 8-12 кгс/см².

Нефтяная эмульсия подогретая до температуры +35-400С откачивается по нефтесборному коллектору на УПН Забурунье.

Сброс дренажных остатков на сборном пункте осуществляется в заглубленную дренажную емкость ЕП-16.

Сбор нефти на сборном пункте №3 месторождения Забурунье осуществляется по следующей технологической схеме:

Продукция скважин в виде газожидкостной смеси по внутривнепромысловому транспорту сбора и транспортирования нефти по однопотрубной лучевой системе поступает на групповые установки.

После замера общая жидкость по нефтяному коллектору поступает в нефтегазосепаратор НГС 2,5 (2,2)-1600, где происходит отделение газа от нефтяной жидкости.

Выделившийся в нефтегазосепараторе газ поступает в газосепаратор ГС 1–2,5–600 на осушку от водяной взвеси.

Осушенный газ поступает в подогреватель ПТ 16/150М для подогрева нефтяной эмульсии. Через задвижку нефтегазосепаратора дегазированная эмульсия поступает в параллельные горизонтальные резервуары РГС-100 №1, №2, РГС-60 №3.

Сброс дренажа с газосепаратора собираются в дренажную емкость V=8м³, с РГС-100 №1, №2, РГС-60 №3 при аварийных ситуациях, с технологических насосов собираются в дренажную емкость ДЕ-16, откуда насосом НБ-125 откачивается в приемные емкости РГС-100 №1, №2.

Система сбора и транспортировка нефти месторождении Забурунье осуществляется по двум нефтесборным коллекторам на УПН Забурунье.

На УПН Забурунье откачиваемая нефтяная жидкость со сборного пункта СП №1 одним потоком через печи подогрева ПТ-16/150 №4, 5, 6 и со сборного пункта СП №3 другим потоком через печи подогрева ПТ-16/150 №1, 2 поступает на технологический

резервуар РВС-2000 №3. Перед печи подогрева с БР-2,5 с удельным расходом 200 г/т в коллектор дозируется деэмульгатор Диссолван V-4397.

Из РВС-2000 № 3 эмульсия с остаточной обводненностью через переточную линию поступает на прием технологических насосов ЦНС-60/198 №4, 5, которыми забирается и подается на печи ПТ-16/150 №3. Давление на выходе из печи 1,5 кгс/см². Рабочее давление на выходе технологических насосов колеблется в пределах 1,5-2 кгс/см².

Нефтяная эмульсия, подогретая до температуры +500С из печей ПТ-16/150 №3 проходит процесс отстоя в отстойниках ОГ-200 №1, 2, 3 и далее поступает в технологический резервуар (РВС -1000 №2), где она высвобождается от остатков воды. Далее через переточную линию нефть поступает в резервуары предтоварной нефти (РВС-1000 №1, РВС-2000 №4). Нефть забирается из резервуаров (РВС-1000 №1, РВС-2000 №4) насосами внешней перекачки НБ-125 №2, 3 подается в объеме 450-500 м³/сутки через узел замера и печи подогрева ПТ-16/150 №7 по существующему нефтепроводу в ЦПСИПН на месторождении С.Балгимбаев. Рабочее давление на выходе насосов внешней перекачки колеблется в пределах 12-18 кгс/см².

Пластовая вода сброшенная с резервуаров (РВС-2000 №3, РВС-1000 №2) и отстойников (ОГ-200 №1, 2, 3) в процессе подготовки поступает в резервуар (РВС-2000 №6, 7) и затем в объеме 2500 м³/сутки на прием насосов системы ППД ЦНС-180/425 №5, 6 и закачивается для закачки в пласт. Рабочее давление на выходе насосов составляет 38-40 кгс/см².

Сброс нефтяных остатков с аппаратов и резервуаров производится в заглубленную дренажную емкость ЕП-16, откуда закачивается в систему подготовки нефти.

3.2. Характеристика источников выбросов

Источником загрязнения атмосферы (или источником выброса загрязняющих веществ в атмосферу) является объект, от которого загрязняющие вещества поступают в атмосферу. Выбросы, поступающие в атмосферный воздух от источника выделения загрязняющих веществ через специально сооруженные устройства, классифицируются как организованные, и им присваиваются четырехразрядные номера, начиная с цифры 0001.

Неорганизованными являются выбросы загрязняющих веществ без применения специально сооруженных устройств. Их обозначение начинается с цифры 6001.

Источниками выделения вредных веществ являются технологическое оборудование или технологические процессы, от которых в ходе производственного цикла происходят образование вредных веществ.

3.3. Стационарные источники выбросов

Стационарные источники выбросов в свою очередь делятся на организованные и неорганизованные.

На НГДУ «Жайыкмунайгаз» имеются как организованные, так и неорганизованные источники.

К организованным источникам выбросов относятся:

➤ дымовые трубы котлов, бытовых печей, кузнечного горна – Котлы, бытовые печи, кузнечный горн работают на попутном нефтяном и природном очищенном газе. В процессе работы в атмосферный воздух выделяются: азота диоксид и оксид, сера диоксид и углерод оксид.

➤ дымовые трубы печей подогрева нефти – Печи работают на попутном нефтяном и природном очищенном газе. В процессе работы печей в атмосферный воздух выделяются: азота диоксид и оксид, сера диоксид, углерод оксид и метан.

➤ дыхательные клапаны резервуаров для нефти – При хранении и приеме нефти в атмосферу выделяются следующие вещества: сероводород, смесь углеводородов предельных С₁-С₅, смесь углеводородов предельных С₆-С₁₀, сернистый ангидрид.

➤ факел - в процессе сжигания попутного газа на факелах в атмосферный воздух выделяются: азота диоксид, сажа, сероводород, углерод оксид, метан, смесь природных меркаптанов.

➤ выхлопные трубы дизельных электростанций (ДЭС) – При работе ДЭС в атмосферный воздух выделяются: азота диоксид и оксид, сажа, сера диоксид, углерод оксид, акролеин, формальдегид, углеводороды предельные C₁₂-C₁₉.

➤ выхлопные трубы сварочных агрегатов (САГ) - При работе двигателей сварочных агрегатов в атмосферный воздух выделяются: азота диоксид и оксид, сажа, сера диоксид, углерод оксид, акролеин, формальдегид, углеводороды предельные C₁₂-C₁₉.

➤ вентиляционная труба от хим.лаборатории – В процессе проведения химических испытаний и анализов нефти в атмосферу выделяются: азотная кислота, толуол, бензин;

➤ При зарядке аккумуляторов в атмосферный воздух выделяются серная кислота.

➤ дыхательные клапаны резервуаров хранения нефтепродуктов и топливораздаточные пистолеты колонок для отпуска нефтепродуктов на АЗС – При хранении и отпуске нефтепродукта в атмосферный воздух выделяются: смесь углеводородов предельных C₁-C₅, смесь углеводородов предельных C₆-C₁₀, пентилены, бензол, ксилол, толуол, этилбензол, сероводород, углеводороды предельные C₁₂-C₁₉, масло минеральное нефтяное.

➤ Двигателей внедренного сгорания - при работе строительно-монтажных работ.

К неорганизованным источникам выбросов относятся неплотности соединений, запорно-регулирующая арматура на следующем технологическом оборудовании:

- скважины;
- замерные установки;
- отстойники;
- насосы;
- пост газорезки;
- склады для хранения материалов;
- буферные емкости;
- емкости для нефти;
- емкости сепарационные;
- дренажные емкости на ГУ и скважинах;
- нефтесепараторы;
- газосепараторы;
- концевые сепарационные установки;
- установки блочные сепарационные;
- установка дозирования химреагентов;
- узлы учета
- ГРПШ и т.д..

Кроме основного технологического оборудования на территориях месторождений находится вспомогательное оборудование. К неорганизованным источникам относятся сварочные посты, предназначены для выполнения ремонтных работ – источники выброса ЗВ в атмосферу. Передвижные сварочные агрегаты (САГ), используются в качестве автономного источника питания сварочного поста. Агрегаты работают на дизельном топливе. При проведении сварочных работ в атмосферу выделяются следующие вредные вещества: железо оксиды, марганец и его неорганические соединения, азота диоксид, углерод оксид, фтористые газообразные соединения, фториды неорганические плохо растворимые, пыль неорганическая, с содержанием двуоксида кремния 70-20%.

В процессе добычи нефти все технологические процессы сопровождаются выделением углеводородов.

Расчет выбросов от выявленных в результате инвентаризации источников выбросов приводится в 3.1 и «Бланке инвентаризации источников выбросов по состоянию на 1 января 2021 года».

Перечень стационарных источников на промплощадках НГДУ «Жайыкмунайгаз» на 2022г:

ЦЕХ СПЕЦТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ТРАНСПОРТА (ЦСТИТТ)

Организованные источники

- Источник № 0001-0002 Котельная ВВ1000
- Источник № 0313 Котельная Рационал
- Источник № 0005 -0020 Лучистый обогрев Fraccaro в ангаре ЦСТИТТ
- Источник № 0021 Механическая мастерская в ангаре ЦСТИТТ
- Источник № 0022 Аккумуляторный цех
- Источник № 0023 Электроснабжение (АД30С-Т400,30кВт)
- Источник № 0314 Электроснабжение (Wilson SL350P3, 280кВт)
- Источник № 0024-0026 Емкости АЗС бензин
- Источник № 0027-0028 Емкости АЗС дизельное
- Источник № 0032 Емкости АЗС отработанное масло
- Источник № 0320-0323,0338 Передвижная паровая установка (ППУ)
- Источник № 0324-0325 Дизельный двигатель АДПМ
- Источник № 0326-0331,0339 Дизельный двигатель АСР

Неорганизованные источники

- Источник № 6001 Вулканизационный цех
- Источник № 6003 Сварочный пост ТДМ 502 МР-3, МР-4
- Источник № 6004 Газосварка (газорезка) в ангаре ЦСТИТТ
- Источник № 6005 Пост лакокрасочных работ (покраска производится пулевизатором)
- Источник № 7957 ГРПШ РДНК – У02
- Источник № 7992 ГРПШ 400
- Источник № 7993 Расчет выбросов ВВ через неплотности ФС, ЗРА, ПК

ЦЕХ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН (ПРС)

Организованные источники

- Источник № 0292-0293 Котельная рационал
- Источник № 0035-0046 Емкость передвижная: 10 м³
- Источник № 0332 Электроснабжение (ДЭС) GST-160, 160 кВт

Неорганизованные источники

- Источник № 6006 Насосно-мастерская Стенд для ШГН
- Источник № 7958 ГРПШ
- Источник № 7994 Аккумуляторный цех
- Источник № 7995-7997 Токарный станок

УЧАСТОК ПРОКАТА И РЕМОНТА ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ (ПРЭО);

Организованные источники

- Источник № 0057 Горн кузнечный
- Источник № 0061 Механическая мастерская
- Источник № 0062 Механическая мастерская новая
- Источник № 0065 Электроснабжение (Портативная электростанция – 5,5 кВт)
- Источник № 0294, 0297 Бензиновая портативная мини электростанция БЭС-6500P-

ELITECH

Неорганизованные источники

- Источник № 6008 Газосварка (газорезка)
- Источник № 6009-6010 Сварочный пост Ресанта САИ220АМ
- Источник № 6011 Сварочный пост ТДМ 502
- Источник № 6012 Сварочный пост ВДУ-315

Источник № 6014 Сварочный пост ВДУ-501
Источник № 6015 Сварочный пост ВД 301
Источник № 7998 Сварочный пост ВД-306М1У3
Источник № 6016-6018 Газорезка
Источник № 7999 ГРПШ

ПЛОЩАДКА УТРО (МЕСТОРОЖДЕНИЕ С.БАЛГИМБАЕВА)

Неорганизованные источники

Источник № 6020 Лакокрасочные работы

СКЛАД МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОГО СНАБЖЕНИЯ

Неорганизованные источники

Источник № 7915 Площадка разгрузки и хранения инертных материалов

ЦЕХ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ (месторождение С.Балгимбаева)

Организованные источники

Источник № 0066–0068 Печи подогрева ПТБ-10/64
Источник № 0295-0296 Котельная модульная 1300кВт
Источник № 0073 - 0081 Резервуары
Источник № 0082 Стояк налива нефти (АДП)
Источник № 0086 Электроснабжение (ДЭС) АД100С-Т400, в контейнере, 100кВт
Источник № 0087 Электроснабжение (ДЭС) АД100С-Т400, 100кВт
Источник № 0088 Химлаборатория
Установка для подготовки трудно разрушаемой нефти
Источник № 0089 Печи подогрева ПТ-16/150 (УТРН)
Источник № 0090 Емкость для шламовой нефти
Источник № 0091-001 Факельная установка (Дежурная горелка)
Источник № 0091-002 Факельная установка (ТО и ТР ЦППН С.Балгимбаев)

Неорганизованные источники

Источник № 6021 Осушитель газа
Источник № 6022 КСУ-25 (кольцевая сепарационная установка)
Источник № 6023 Газосепаратор (ГС)
Источник № 6025 Насосы (ЦППН) ЦНС-80/85
Источник № 6027 – 6028 Насосы (ЦППН) ЦНС-300/120
Источник № 6033 - 6034 Насосы (ЦППН) НБ-125
Источник № 7959 Насос (ЦППН) ЦНС-300/120
Источник № 7960-7961, 8108-8109 Насосы (ЦППН) НБЕ-50/50
Источник № 6036 – 6041 Отстойники (С14/1, С1/2, С2/1, С2/2, С3/1, С3/2)
Источник № 6042 – 6045, 6046, 6048-6049, 8111-8113 Дренажная емкость
Источник № 6050 Сварочный пост ТДМ502
Источник № 6051- 6053, 8114 Газорезка
Источник № 6055 Сварочный пост ВДУ-306
Источник № 7962 ГРПШ РДНК – 50
Источник № 8000 Расчет выбросов ВВ через неплотности ФС, ЗРА, ПК
Источник № 8001-8004 Сливной вентиль ГРПШ
Источник № 8005-8021 Пробоотборник
Установка для подготовки трудно разрушаемой нефти
Источник № 6058 Насосы НБ-125
Источник № 8115 РГС 100м³
Источник № 8116-8118 ОПФ-3000м³

МЕСТОРОЖДЕНИЕ С.БАЛГИМБАЕВ (ЦДНГ №1)

Организованные источники

- Источник № 0093- 0094 Котельная Бойлер Rex-95
- Источник № 0095-0096 Котельная КДВ-Saturn-735 D
- Источник № 0099 Котельная КДВ-500
- Источник № 0333, 0341 Котельная Cronos КВА-62 ЛЖ/ГН
- Источник № 0334 Электроснабжение ДЭС 315 кВт
- Источник № 0102, 0298 Передвижной сварочный агрегат (САГ) АДД-4004

Неорганизованные источники

- Источник № 6062 -6177, 7916-7921, 8120-8123,8192-8194, 8217-8220 Скважина
- Источник № 6178-6298, 7922, 8124-8127,8195-8197, 8221-8224 Дренажная емкость

на скважинах

- Источник № 6300-6311, 7974 ГЗУ Б-40-14-500
- Источник № 6312 -6317, 8198 Дренажная емкость на ГЗУ
- Источник № 6318 Насосы НБ-50
- Источник № 6320 Дренажная емкость $V=25 \text{ м}^3$
- Источник № 6321-6323 Сварочный пост ТДМ 502
- Источник № 6324 Газорезка
- Источник № 7963, 8024-8026 ГРПШ РДНК-У02, 10МС

УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ ГАЗА (УПГ)

- Источник № 0103 – 0104 Компрессорная станция
- Источник № 0105 Электроснабжение (ДЭС)
- Источник № 0106 Емкость для хранения топлива
- Источник № 0107-001 Факельная установка (Дежурная горелка)
- Источник № 0107-002 Факельная установка (сырой газ ЮВН во время ПНР

Аэрогаз)

- Источник № 0107-003 Факельная установка (ТО и ТР С.Жанаталап)

Неорганизованные источники

- Источник № 6328 Входной сепаратор
- Источник № 6329 Выходной сепаратор
- Источник № 6330 Гликолевая установка
- Источник № 6331 Факельный скруббер
- Источник № 6332 Установка одаризации газа
- Источник № 7924 Маслинный сепаратор
- Источник № 7925 Холодный сепаратор
- Источник № 7926 Установка стабилизации конденсата
- Источник № 7927 Емкость депульсатор
- Источник № 7928 Расчет выбросов ВВ через неплотности ФС, ЗРА, ПК
- Источник № 7964 ГРПШ
- Источник № 8027 Дренажная емкость
- Источник № 8128 Газопровод УПГ С.Балгимбаев-Туманное
- Источник № 8199 Дренажная емкость 8 м^3
- Источник № 8200 Блочно-модульная установка эжекции и сепарации Аэрогаза
- Источник № 8201 Аппарат воздушного охлаждения АВО-1
- Источник № 8202 Насос подачи этиленгликоля (Р-102С)

МЕСТОРОЖДЕНИЕ РОВНОЕ

Организованные источники

- Источник № 0110 Котельная RB-176EMF (RU) – в бездействии
- Источник № 0111 Котельная КОВ-20СТ – в бездействии

Источник № 0112 Печи подогрева ПТ-16/150 – в бездействии
Источник № 0114 Резервуары – в бездействии
Источник № 0115 Факельная установка – 1ед. при аварийных ситуациях. – в бездействии
Источник № 0231 Электроснабжение (ДЭС)

Неорганизованные источники

Источник № 6333 - 6340 Скважины – в бездействии
Источник № 6341 – 6348 Дренажная емкость на скважинах – в бездействии
Источник № 6349 - 6350 ГЗУ Б40-14-500 – в бездействии
Источник № 6351 – 6352 Дренажная емкость на ГЗУ – в бездействии
Источник № 6353 – 6354 Насосы ЦНС 60/132- 2шт – в бездействии
Источник № 6356 Дренажная емкость – в бездействии
Источник № 6357 - 6358 Отстойник ОГ-200 – в бездействии
Источник № 6359 Нефтегазосепаратор (НГС) – в бездействии
Источник № 6360 Газосепаратор ГС-1-1,6-800 – в бездействии
Источник № 6361 Сварочный пост ТДМ 502 – в бездействии
Источник № 6362 Шламонакопитель
Источник № 8028 ГРПШ-10 – в бездействии
Источник № 8029 Расчет выбросов ВВ через неплотности ФС, ЗРА, ПК – в бездействии
Источник № 8030 Конденсатсборник – в бездействии

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЮГО-ЗАПАДНЫЙ КАМЫШИТОВЫЙ

Организованные источники

Источник № 0116 – 0117 Котельная Факел 0,8ЛЖ
Источник № 0118 – 0119 Котельная КДВ-2035
Источник № 0299-0300 Котельная Рационал
Источник № 0344-0345 Блочно-модульная котельная
Источник № 0120-0121 Печи подогрева нефти ПТ-16/150
Источник № 0122-0123 Печи подогрева нефти ПТ-16/150 МУ
Источник № 0316 Печи подогрева нефти ПТ-16/150
Источник № 0135 – 0140 Резервуары для нефти
Источник № 0141 Электроснабжение (ДЭС) ГСФ-100 БК-У21М
Источник № 0142 Электроснабжение (ДЭС) ДГ-200
Источник № 0144 – 0145 Передвижной сварочный агрегат (САГ) АДД 4004
Источник № 0148-, 0309-001 Факельная установка (дежурная горелка)
Источник № 0148-, 0309-002 Факельная установка (ТО и ТР ГС УПН ЮЗК)
Источник № 0148-, 0309-003 Факельная установка (ТО и ТР ГС УПГ С.Балгимбаев)
Источник № 0148-, 0309-004 Факельная установка (сжигание газа ЮВН ТО и ТР на УПГ С.Балгимбаев)

Неорганизованные источники

Источник № 6365 - 6366 Сварочный пост ТДМ 502
Источник № 6367 - 6368 Газорезка
Источник № 6369 – 6574 Скважины
Источник № 6576 - 6781 Дренажная емкость на скважинах $v = 1 \text{ м}^3$
Источник № 6793 – 6808, 7929 ГЗУ Б-40-14-500 – 13шт, ОЗНА Импульс – 2шт, АМ 40-8-120 СКЖ -1шт
Источник № 8031 Насосы ГЗУ Б-40-14-500
Источник № 6809 – 6825, 7930 Дренажная емкость на ГЗУ
Источник № 6826 – 6829 Насосы ЦНС-180/128-1шт, ЦНС-60/66-2шт, ЦНС 180/170 -1шт

Источник № 6871 Насосы НБ-125
Источник № 6844 – 6847 Дренажная емкость -4ед.
Источник № 6849 – 6850 Дренажная емкость ЕП-40м³, ЕП- 8 м³
Источник № 6851–6852, 6854, 6864, 7931 Нефтегазосепаратор НГС-25, НГС-16, КСУ – 2-1,6-2000-1, осушитель газа.
Источник № 6855 Газосепаратор ГС-1-2,5-600
Источник № 6857 Отстойник для очистки газа – 12,5
Источник № 7932 Буферная емкость
Источник № 6863 Газопровод Ю.З.Камышитовое – УПГ С.Балгимбаева
Источник № 7911 Межпромысловые трубопроводы
Источник № 7965, 8033, 8216 ГРПШ РДНК – 400, РДНК – 32/10
Источник № 8034 Расчет выбросов ВВ через неплотности ФС, ЗРА, ПК
Источник № 8035-8036 Сливной вентиль газа
Источник № 8037 Пробоотборник
Источник № 8129 Шлифовальный станок
Источник № 8130 Сверлильный станок

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЮГО-ВОСТОЧНЫЙ КАМЫШИТОВЫЙ

Организованные источники

Источник № 0153 Котельная КСГ-20МН
Источник № 0154 - 0155 Котельная КДВ-1535
Источник № 0301-0302 Котельная Рационал
Источник № 0156 – 0158 Печи подогрева ПТ-16/150
Источник № 0159 – 0161 Резервуар
Источник № 0162 Электроснабжение (ДЭС) ГСФ-200-02-У36П, 200кВт
Источник № 0163-0164 Передвижной сварочный агрегат (САГ) АДД 4004 100кВт
Источник № 0165-001 Факельная установка (Дежурная горелка)
Источник № 0165-002 Факельная установка (ТО и ТР ГС УПН ЮВК)

Пункт сбора нефти

Источник № 0166-0167, 0221 Печи подогрева ПТ-16/150
Источник № 0168-0169 Буферный ёмкость (БЕ) для нефти
Источник № 0170 Факельная установка – 1ед. при аварийных ситуациях

Неорганизованные источники

Источник № 6872 Сварочный пост УОНИ 13/45
Источник № 6876 Газорезка
Источник № 6877 – 6953, 7933-7944, 8131-8147, 8203-8206, 8225 Скважина
Источник № 6954-7041, 7945, 8148-8164, 8207-8210, 8226 Дренажная емкость на скважинах V-1м³
Источник № 7042 – 7048, 8038, 8211 ГЗУ Б40-14-500
Источник № 7049 -7055, 8039, 8212 Дренажная емкость на ГЗУ
Источник № 7056 – 7057, 8040, 8165 Насосы ЦНС-180/128, ЦНС-60/132, Насос НБ-50
Источник № 7058 - 7059 Дренажная емкость-ЕП-16, V=16м³
Источник № 7061 Отстойник для нефти ОГ-200
Источник № 7062 – 7063 Нефтегазосепаратор (НГС)
Источник № 6856 Газосепаратор
Источник № 7066 – 7067 Емкость для жидкости: V-50 м³, V-40м³
Источник № 7966-7967, 8041-8042 ГРПШ
Источник № 8043 Емкость технологическая передвижная ЕТО-25м³
Источник № 8044 Расчет выбросов ВВ через неплотности ФС, ЗРА, ПК
Источник № 8045-8046 Конденсатсборник
Источник № 8047-8048 Регулятор

Пункт сбора нефти

Источник № 7068 Нефтегазосепаратор (НГС)
Источник № 7069 Газосепаратор (ГС)
Источник № 7070 Дренажная емкость, ЕП V=3,5м³
Источник № 7071 – 7072 Насосы НБ-50
Источник № 7996 Насосы НБ-125
Источник № 7912 Межпромысловые трубопроводы
Источник № 8049 Расчет выбросов ВВ через неплотности ФС, ЗРА, ПК
Источник № 8050 Конденсатсборник
Источник № 8051 Регулятор

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЮГО-ВОСТОЧНЫЙ НОВОБОГАТ

Организованные Источники

Источник № 0174 Электроснабжение ГСФ-100 БК-У21М, 100 кВт
Источник № 0200 Передвижной ДЭС
Источник № 0310 Факельная установка

Неорганизованные источники

Источник № 7073 – 7090, 7946-7947, 8166-8170, 8227-8231 Скважины
Источник № 7091 – 7108, 7948-7950, 8171-8175, 8232-8236 Дренажная емкость на скважинах

Источник № 7109 – 7110, 8052 ГЗУ Б40-14-500
Источник № 7111 – 7112, 8054 Дренажная емкость на ГЗУ
Источник № 7113 – 7121 Мультифазные насосы
Источник № 7122 – 7123 Модульная защита
Источник № 7124 Отстойник ОГ-100
Источник № 7125 Нефтегазосепаратор V=12,5 м³
Источник № 7126 – 7128 Дренажная емкость
Источник № 7129-7130 Газосепаратор ГС-1-1,6-800
Источник № 7136-7137, 6860-6862, 8055-8058 Емкость для жидкости
Источник № 6859, 8059-8060 Емкость технологическая передвижная: ЕТО-25м³
Источник № 7913 Межпромысловые трубопроводы
Источник № 8061 Расчет выбросов ВВ через неплотности ФС, ЗРА, ПК

БЛОК ЛИМАН

Неорганизованные источники

Источник № 7138 – 7145, 8176-8180, 8237-8240 Скважины
Источник № 7146 – 7153, 8181-8185, 8241-8244 Дренажная емкость на скважинах
Источник № 7154, 8062 ГЗУ
Источник № 7155 Дренажная емкость на ГЗУ

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЦЕНТРАЛЬНЫЙ НОВОБОГАТ

Организованные источники

Источник № 0336 Электроснабжение – в бездействии
Источник № 0085 Электроснабжение (ДЭС) БГ-200Р1-4У2, 200кВт - в бездействии
Источник № 0337 Факельная установка при пробной эксплуатации месторождения- в бездействии

Неорганизованные источники

Источник № 8063-8070 Скважины - в бездействии
Источник № 8071-8078 Дренажная емкость на скважинах - в бездействии
Источник № 6865 Газосепаратор ГС-1-1,6-1600-2 - в бездействии
Источник № 6853 Нефтегазосепаратор - в бездействии
Источник № 6792 ГЗУ - в бездействии

Источник № 6867 Отстойник для нефти - в бездействии
Источник № 7156 - 7157 Насосы-ЦНС-125 - в бездействии

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЗАПАДНЫЙ НОВОБОГАТ

Организованные источники

Источник № 0178 Печи подогрева ПТ-16/150
Источник № 0180 Резервуары для нефти
Источник № 0181 Электроснабжение (ДЭС) ГСФ-200-02У36П, 200кВт
Источник № 0182 -0184 Емкость для нефти 100 м³
Источник № 0185 Нефтеналивная эстакада
Источник № 0186-001 Факельная установка (Дежурная горелка)
Источник № 0186-002 Факельная установка (ТО и ТР сепаратора на СП Зап.

Новобогат)

Неорганизованные источники

Источник № 7158 – 7162, 8079-8080, 8245 Скважины
Источник № 7163 – 7167, 8081-8082, 8246 Дренажная емкость на скважинах
Источник № 7168 АГЗУ Б40-14-500
Источник № 7169 Дренажная емкость на ГЗУ
Источник № 7170 -7171 Насосные установки для отгрузки нефти ЦНС/38/44
Источник № 7172 -7174 Дренажная емкость ЕП-25 – 2ед, ЕП-12,5– 1ед
Источник № 7175 Отстойник для нефти 100 м³
Источник № 7176 Нефтегазосепаратор (НГС)
Источник № 7177 – 7178 Вытяжные свечи для дренажных емкостей
Источник № 8083 Расчет выбросов ВВ через неплотности ФС, ЗРА, ПК
Источник №8186 Газосепаратор
Источник №8187-8189 Насосные установки для отгрузки нефти НБ50/50

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЖАНАТАЛАП

Организованные источники

Источник № 0187 - 0188 Котельная КДВ-2035
Источник № 0189 Котельная КДВ-201
Источник № 0191 Котельная КОВ-20СТ
Источник № 0193 - 0194 Печи подогрева, УПН ПТ-16/150
Источник № 0303 Печи подогрева, УПН ПТ-16/150МЖ
Источник № 0197 - 0199 Резервуары, УПН
Источник № 0201 Электроснабжение (ДЭС) ДГ-200, 200кВт
Источник № 0202 Передвижной сварочный агрегат (САГ) АДД 4004
Источник № 0204-001 Факельная установка (Дежурная горелка)
Источник № 0204-002 Факельная установка (ТО и ТР ГС Жанаталап)

Неорганизованные источники

Источник № 7179 Сварочный пост УОНИ-13/45
Источник № 7182 Газорезка
Источник № 7183 – 7312 Скважины
Источник № 7317 – 7446 Дренажная емкость на скважинах $v = 1 \text{ м}^3$
Источник № 7455 - 7460 ГЗУ Б40-14-500 4 шт МЕРА 2 шт
Источник № 7461 – 7464 Дренажная емкость на ГЗУ
Источник № 7467 – 7470, 7951, 8213 Насосы ЦНС/180/170 - 1шт , ЦНС-180/128–1 шт., НБ-125 – 1 шт., НБ-125 - 2 шт (ДЕ-50м³)
Источник № 7471 - 7474 Дренажная емкость ЕП-16, ЕП-40, ДЕ –V= 3м³, ДЕ -50 м³
Источник № 7475 Отстойник ОБН-3000
Источник № 7476 Нефтегазосепаратор (НГС)
Источник № 7477 Газосепаратор (ГС)

Источник № 7479 Емкость технологическая передвижная: ЕТО-25м³
Источник № 7480 - 7481 Емкость для жидкости: V-50 м³, V-25м³
Источник № 7909 Межпромысловые трубопроводы
Источник № 7968-7970 ГРПШ
Источник № 8085 Расчет выбросов ВВ через неплотности ФС, ЗРА, ПК
КАРАЧИГ АНАК (в составе Жанаталап)
Источник № 7489 ГЗУ АМ 40-8-120 СКЖ
Источник № 7490 Дренажная емкость на ГЗУ

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ВОСТОЧНЫЙ ЖАНАТАЛАП

Неорганизованные источники

Источник № 7496 – 7497, 7971-7972 Мультифазные насосы
Источник № 7502 – 7503, 7973 Дренажная емкость, V=16,0 м³
Источник № 7504 – 7505 ГЗУ Б40-14-500
Источник № 7506-7507 Дренажная емкость на ГЗУ
Источник № 7975 Внутрипромысловый трубопровод
Источник № 8086 Расчет выбросов ВВ через неплотности ФС, ЗРА, ПК

МЕСТОРОЖДЕНИЕ СЕВЕРНЫЙ ЖАНАТАЛАП

Неорганизованные источники

Источник № 7516-7518, 7952 ГЗУ Б40-14-500
Источник № 7519-7520 Дренажная емкость на ГЗУ

Новый сборный пункт

Организованные источники

Источник № 0177 Воздухоотопительная установка ГНВТ-250
Источник № 0226 Печь подогрева нефти ПТ-16/150
Источник № 0228-0229 Емкости для нефти, V=100 м³
Источник № 0230-001 Факельная установка (Дежурная горелка)
Источник № 0230-002 Факельная установка (ТО и ТР ГС м/р Жанаталап)
Источник №0100 Электроснабжение (ДЭС) ГСФ-200-02-У36П

Неорганизованные источники

Источник № 7522-7530 Мультифазные насосы
Источник № 7531 Дренажная емкость ЕП-12,5
Источник № 7532, 7976 Нефтегазосепаратор (НГС-0,6-1200), V=6,3 м³
Источник № 7533, 7977 Газосепаратор (ГС-1-2,5-600) , V=0,27 м³
Источник № 7534 - 7535, 8190-8191 Насосы ЦНСН 180-85, НБ 125
Источник № 7536 – 7537, 7978 Дренажная емкость V-16м³, V-8м³
Источник № 7539 Продувочная свеча ДУ-50 (неплотности ФС и ПК)
Источник № 7540 Узел учета нефти
Источник № 7541 Газопровод от СП до УПН
Источник №7979 Внутрипромысловый трубопровод
Источник № 8087 Расчет выбросов ВВ через неплотности ФС, ЗРА, ПК

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ГРАН

Организованные источники

Источник № 0232 – 0233 Котельная RB-167 EMF (Ru)
Источник № 0234 – 0235 Котельная Navien Ace -16 K
Источник № 0236 – 0238 Печи подогрева ПТ-16/150
Источник № 0239 – 0240 Печи подогрева ПТ-16/150 МЖ(две трубы)
Источник № 0241 – 0242 Резервуары
Источник № 0244 Электроснабжение (ДЭС) АД-100С-Т400 к контейнеру, 100кВт
Источник № 0246-001 Факельная установка (Дежурная горелка)

Источник № 0246-002 Факельная установка (ТОиТР ГС на УПН Гран)

Неорганизованные источники

Источник № 7544 – 7582, 7954 Скважины

Источник № 7583 – 7621, 7955 Дренажная емкость на скважинах $v = 1$ м³

Источник № 7622 – 7625 ГЗУ Б40-14-500-3ед., АМ40-8-400 – 1ед.

Источник № 7626 – 7629 Дренажная емкость на ГЗУ

Источник № 7630-7631, 7633, 7956 Насосы ЦНС-180/128-1шт, ЦНС-180/85-2шт,
Насос НБ-32-1шт, НБ-50 1шт (ЕП-25)

Источник № 7634 – 7636 Дренажная емкость

Источник №7638 Отстойник ОГ-200

Источник № 7639 Нефтегазосепаратор (НГС)

Источник № 7640 Газосепаратор (ГС)

Источник № 7641 -7642 Шламонакопитель

Источник № 7910 Межпромысловые трубопроводы

Источник № 7980 ГРПШ

Источник № 8088 Расчет выбросов ВВ через неплотности ФС, ЗРА, ПК

Источник № 8089-8093 Сливные вентили конденсатсборника

Источник № 8094-8101 Вентили от печей (от запальника)

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЗАБУРУНЬЕ

Организованные источники

Источник № 0247 – 0248 Котельная КДВ-2035

Источник № 0250-0251 Котельная КДВ-2035

Источник № 0210 Печь подогрева ПТБ-16/150

Источник № 0252 – 0255 Печи подогрева ПТБ-16/150

Источник № 0306 Печи подогрева ПТБ-16/150

Источник № 0258 – 0264 Резервуары

Источник № 0265 Электроснабжение (ДЭС) ГСФ-200-02-У36П, 200 кВт

Источник №0266 Электроснабжение (ДЭС) АД 100С-Т400

Источник № 0268 Передвижной сварочный агрегат (САГ) АДД 4004

Источник № 0271-0272 Комплекс АЗС Забурунье Пункт сбора нефти №1

Источник №0285 Электроснабжение (ДЭС) БГ-60 на шасси, 60 кВт

Пункт сбора нефти №1

Источник № 0196 Печь подогрева ПТ-16/150

Источник № 0274-0275 Емкость для нефти $V=100$ м³

Источник № 0311-001 Факельная установка (Дежурная горелка)

Источник № 0311-002 Факельная установка (ТО и ТР ГС на СП№1 Забурунье)

Пункт сбора нефти №3

Источник № 0150 Печи подогрева ПТ-16/150

Источник № 0278 - 0279 Емкость для нефти 100 м³

Источник № 0312-001 Факельная установка (Дежурная горелка)

Источник № 0312-002 Факельная установка (ТО и ТР ГС на СП№3 Забурунье)

Неорганизованные источники

Источник № 7644 Сварочный пост УОНИ 13/45

Источник № 7647 Газорезка

Источник № 7649 – 7726 Скважины

Источник № 7742 - 7819 Дренаж на скважинах

Источник № 7835 – 7843 ГЗУ Б40-14-500-8ед, МЕРА –1 ед.

Источник № 7844 – 7852 Дренаж. емкость на ГЗУ

Источник № 7853 – 7858 Насосы ЦНС-180/128-2ед, НБ-125 – 4ед,

Источник № 7862 – 7864 Дренажная емкость ЕП-16-2шт, ЕП-40-1шт, ЕП-12

Источник № 7865 Накопитель очищенного газа

Источник № 7866-7867 Отстойник ОГ-200

Источник № 7914 Газопровод Забурунье – УПГ С.Балгимбаева

Источник № 7981-7983, 8102 ГРПШ

Пункт сбора нефти №1

Источник № 7873 -7876 Насосы НБ-125-1шт (в резерве), ЦНС-180/128 - 3шт

Источник № 7877 Нефтегазосепаратор

Источник № 7878 Газосепаратор

Источник № 7879 – 7880 Дренажная емкость ЕП-16-2шт

Источник № 8103 Расчет выбросов ВВ через неплотности ФС, ЗРА, ПК

Пункт сбора нефти №3

Источник № 7881- 7884 Насосы НБ-125-1шт (в резерве), ЦНС-180/128-/3шт

Источник № 7885 Нефтегазосепаратор (НГС)

Источник № 7886 Газосепаратор (ГС)

Источник № 7887 – 7888 Дренажная емкость

Источник № 7889 – 7890 Шламонакопитель

Источник № 7908 Межпромысловый трубопровод

Источник № 8104 Расчет выбросов ВВ через неплотности ФС, ЗРА, ПК

Источник № 8105, 8214, 8215 Пробоотборник

УКХ

Организованные источники

Источник № 0281-0282 Котельная КДВ-1500

КОТЕЛЬНОЯ Адм.зд.НГДУ «ЖаикМГ»

Организованные источники

Источник № 0307-0308 Котельная ВВ-2035-RDE

Источник № 0317 Электроснабжение (ДЭС) БГ-75 на шасси, 75 кВт

Неорганизованные источники

Источник № 7984 ГРПШ

УЧАСТОК ТЕПЛОВОДОСНАБЖЕНИЯ (УТВС)

Неорганизованные источники

Источник № 7891 Сварочный пост ТДМ 502 МУ2

Источник № 7892 Газорезка

Источник № 7985 ГРПШ

УЧАСТОК БМТС

Организованные источники

Источник № 0286, 0341 Котельная КОВ-СТ

Неорганизованные источники

Источник № 7898 Площадка разгрузки и хранения инертных материалов

Источник № 7987 ГРПШ

КОТЕЛЬНОЯ для узла учета технической воды в п.Аккистау

Организованные источники

Источник № 0291 Котельная КОВ-20СТ

СЛУЖЕБНЫЕ ДОМА

Организованные источники

Источник № 0318-0319 Котельная КВА300

3.4. Краткая характеристика существующих установок очистки газа

На месторождениях НГДУ «Жайыкмунайгаз» отсутствуют установок очистки газа.

3.5. Перспектива развития предприятия

Сведения о перспективном плане развития НГДУ «Жайыкмунайгаз» приняты в проекте согласно данным, предоставленным заказчиком «Основные производственные показатели» и исходных данных по месторождениям.

3.6. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, приведен в приложении 2.

3.7. Характеристика залповых выбросов

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

Ориентировочный продолжительность залпового выброса 20 минут, периодичность 1 раз в год.

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

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

Залповые выбросы возможны при проверке работоспособности предохранительных клапанов (*залповый выброс*), из блока редуцирования давления при ремонте-осмотре регуляторов давления (*залповый выброс*), при аварийных утечках из запорной арматуры или технологического оборудования при их неисправностях; при ремонтных работах на обвязке и технологическом оборудовании (стравливание, продувка газа в атмосферу). Данные виды работ проводятся по мере необходимости. Для этого на промплощадках НГДУ предусмотрены 67 продувочные свечи на линиях газопроводов

технологических печей и котлов. При выбросе газа из свечей в атмосферу выделяется метан, сероводород и меркаптан (СМП).

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

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

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

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 персонала 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.

Залповые выбросы газа от свечей на газопроводах технологических печей и котлов на промплощадках ориентировочно составляют 2, 648698 т/год.

Таблица 3.5 - Выбросы вредных веществ при залповом выбросе

Наименование производств (цехов) и источников выбросов	Наименование вещества	Выбросы веществ, г/с		Периодичность, раз/год	Продолжительность выброса, час, мин	Годовая величина залповых выбросов
		По регламенту	Залповый выброс			

1	2	3	4	5	6	7
НГДУ «Жайыкмунай газ»	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅		32,9243	1 раз/год	20 мин	2,643727
	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀		0,03033			0,001798
	Сероводород (Дигидросульфид)		0,0091			0,000779
	Смесь природных меркаптанов		0,03033			0,002392
Всего:			32,9940			2,648698

3.8. 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*₀ - протяженность очереди автомобилей перед запрещающим сигналом светофора и длина соответствующей зоны перекрестка (для перекрестков, на которых проводились дополнительные обследования), км.

Таблица 3.1 - Автотранспорты по НГДУ «Жайыкмунайгаз»

Наименование группы автомобилей	Кол-во автотранспорта, шт.	Годовой пробег, км/год
Грузовые бензиновые	1	4940
Грузовые дизельные	90	265868
Всего:	91	270808

Таблица 3.2 - Нормативные выбросы вредных веществ в атмосферу от автотранспорта

Наименование группы автомобилей	Количество, шт.	Общий пробег, млн.км.	Поправочный коэф. учитывающий ср. скорость транспорта	Выброс, г/км								Всего, т/год
				CO	NOx (в пересчете на NO ₂)	CH	сажа	SO ₂	Формальдегид	Соединения свинца	бенз/а/-пирен	
Грузовые и спец	90	0,265868	0,75	8,5	7,7	6	0,3	1,25	0,21	-	0,0000065	
с дизельным ДВС				1,694909	1,535388	1,196406	0,05982	0,249251	0,041874	-	0,000001	4,777649
Грузовые с бензин	1	0,00494	0,3	75	5,2	13,4	-	0,22	0,022	0,033	0,0000063	

ДВС более 3-х тн			0,1111 5	0,0077 06	0,0198 59		0,0003 26	3,26E- 05	4,89E- 05	0,00000001	0,139123
ИТОГО:	91	0,270808	1,8060 59	1,5430 94	1,2162 65	0,0598 2	0,2495 77	0,04190 7	4,89E- 05	0,0000013	4,916772

3.9. 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 выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», РНД 211.2.02.04-2004, Астана, 2008;
- «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 в 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».
- Санитарные правила ««Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» №237 от 20 марта 2015г.
- Методические документы в области ООС, Приказ 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.

3.10. 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».

3.11. Проведение расчетов и определение предложений нормативов ПДВ

3.11.1. Расчет приземных концентраций

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

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

Данная методика предназначена для расчета приземных концентраций в двухметровом слое над поверхностью земли. При этом «степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризуется наибольшим рассчитанным значением концентрации,

соответствующим неблагоприятным метеорологическим параметрам, в том числе опасной скорости ветра.

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

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

Метеорологические характеристики по району расположения месторождения НГДУ «Жайыкмунайгаз» выданы органами РГП «Казгидромет» Министерства охраны окружающей среды РК. Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Метеорологические характеристики района

Наименование	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (II)	9,5 градуса мороза
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (VIII)	33,6 градуса тепла
Число дней с пыльными бурями	15
Скорость ветра, превышение которой составляет 5%	10 м/с
Румбы	Среднегодовая
С	9
СВ	13
В	17
ЮВ	15
Ю	9
ЮЗ	14
З	13
СЗ	10
Штиль	4

Предварительными расчетами определены перечень загрязняющих веществ атмосферного воздуха, для которых необходимо рассчитывать концентрацию и расстояния рассеивания. В таблице 3.4 приводятся расчеты определения перечня ингредиентов, доля которых $M/ПДК > Ф$.

Таблица 3.4 - Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м ³	ПДК средне-суточная, мг/м ³	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м ³	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		0.2162312	0.8244	0.5406	Расчет
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.01	0.001		0.0049202	0.9552	0.492	Расчет
0302	Азотная кислота (5)	0.4	0.15		0.0004333	3.0000	0.0011	-
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3.1982525	3.4620	7.9956	Расчет
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3.8178592	13.8378	1.8393	Расчет
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		44.9135911	12.7736	0.7032	Расчет
0410	Метан (727*)			50	3.82650888	7.0923	0.0765	-
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	9.4090757	1.3802	0.1882	Расчет
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	0.4521657	1.7628	0.0151	-
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	1.5			0.039694	2.0000	0.0265	-
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		0.036519	2.0000	0.1217	Расчет
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			0.004784	2.0000	0.0239	-
0621	Метилбензол (349)	0.6			0.0466548	2.2322	0.0778	-
0627	Этилбензол (675)	0.02			0.000953	2.0000	0.0477	-
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		0.00000103	2.0000	0.103	Расчет
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0.1			0.0003135	2.0000	0.0031	-
1048	2-Метилпропан-1-ол (Изобутиловый спирт) (383)	0.1			0.000001	2.0000	0.00001	-
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5			0.0004492	2.0000	0.00008984	-
1119	2-Этоксизтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)			0.7	0.0002388	2.0000	0.0003	-
1129	Триэтиленгликоль (3,6-Диоксаоктан-1,8-диол) (1290*)			1	0.3112819		0.3113	Расчет

1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0.1			0.0002835	2.0000	0.0028	-	
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.03	0.01		0.087251	3.2144	2.9084	Расчет	
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.35			0.0002064	2.0000	0.0006	-	
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	0.00005			0.012758319	14.2387	17.9206	Расчет	
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	5	1.5		1.4814667	2.0302	0.2963	Расчет	
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05	0.111173	1.9969	2.2235	Расчет	
2752	Уайт-спирит (1294*)			1	0.000179	2.0000	0.0002	-	
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			11.1929053	0.3560	11.1929	Расчет	
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		0.45723	2.0551	0.9145	Расчет	
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0.15	0.05		0.1247		0.8313	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		0.0028425	1.8032	0.0095	-	
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04	0.0288	2.5000	0.72	Расчет	
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия									
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)	0.001	0.0003		0.0010417	2.0000	1.0417	Расчет	
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		9.23814176	10.3495	4.4631	Расчет	
0322	Серная кислота (517)	0.3	0.1		0.000099	2.9596	0.0003	-	
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		30.32086313	14.4015	4.2108	Расчет	
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			0.017944325	14.2094	0.1579	Расчет	
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		0.00074204	1.2032	0.0371	-	
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид,	0.2	0.03		0.0017112	1.2274	0.0086	-	

1325	натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615) Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.087251	3.2144	1.745	Расчет
------	---	------	------	--	----------	--------	-------	--------

При выполнении расчетов рассеивания загрязняющих веществ были использованы данные по метеоусловиям и розе ветров от РГП на ПХВ «Казгидромет» (приложение 6).

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

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

Максимальные значения приземных концентрации по всем веществам не достигают границы СЗЗ предприятия. По результатам расчета рассеивания вредных веществ в атмосферу максимальная концентрация ПДК составляет:

- по диоксиду азоту 4,916677 ПДК достигает в точке $x=309, y=116$;
- по оксиду азота 3,0394542 ПДК и достигает в точке $x=-2191, y=-13884$;
- по саже 1,0594513 ПДК и достигает в точке $x=-2191, y=-13884$;
- по сернистому ангидриду 0,7238775 ПДК и достигает в точке $x=309, y=116$;
- по сероводороду 0,0062537 ПДК и достигает в точке $x=-191, y=116$;
- по оксиду углерода 0,7217054 ПДК и достигает в точке $x=-191, y=116$;
- по фтористым газообразным соединениям 0,0249789 ПДК и достигает в точке $x=309, y=116$;
- по углеводороду C_1-C_5 0,1926738 ПДК и достигает в точке $x=309, y=116$;
- по бензолу 1,0911331 ПДК и достигает в точке $x=309, y=116$;
- по бенз/а/пирен 0,1701516 ПДК и достигает в точке $x=-191, y=116$;
- по проп-2-ен-1-аль 1,228334 ПДК и достигает в точке $x=-2191, y=-13884$;
- по железо оксиду 0,1613671 ПДК и достигает в точке $x=309, y=116$;
- по бутилацетат 0,0023679 ПДК и достигает в точке $x=309, y=116$;
- по свинец и его неорганические соединения 1,7120047 ПДК и достигает в точке $x=-191, y=116$;
- по марганец и его соединения 0,1345877 ПДК и достигает в точке $x=-191, y=116$;
- по формальдегид 0,7370003 ПДК и достигает в точке $x=-2191, y=-13884$;
- по смесь природных меркаптанов 0,0358902 ПДК и достигает в точке $x=-191, y=116$;
- по бензин 0,5136826 ПДК и достигает в точке $x=-191, y=116$;
- по алканы C_{12-19} 0,9045728 ПДК и достигает в точке $x=-191, y=116$;
- по взвешенные частицы 1,1764189 ПДК и достигает в точке $x=309, y=116$;
- по пыль неорганическая 0,0119028 ПДК и достигает в точке $x=-191, y=116$;
- по пыль абразивная 0,5317409 ПДК и достигает в точке $x=309, y=116$;

Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ для месторождений показал, что уровень загрязнения на границе СЗЗ и за пределами промышленной площадки составил менее 1 ПДК.

Максимальная концентрация на границе СЗЗ наблюдается по выбросам смеси природных меркаптанов и составляет 0,2654 ПДК. Концентрации по остальным загрязняющим веществам ниже этого значения. Значения концентраций вредных веществ на границе СЗЗ по всем веществам приведены в приложении 3.

В группы суммаций входят 8 загрязняющих веществ, которые образуют 7 групп суммаций. Расчеты по группам суммаций также не показали превышений предельно-допустимых концентраций на границе СЗЗ. (приложение 3).

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.

3.11.2. Предложения по установлению нормативов ПДВ

Предложения по нормативам ПДВ по каждому источнику и ингредиенту отражены в таблицах 3.3 и 3.6. 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 «Жайыкмунайгаз» по расчетным показателям.

Обоснование увеличения валовых вредных выбросов

По сравнению с заключением ГЭЭ на проект ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу для промплощадок НГДУ «Жайыкмунайгаз» АО «Эмбаунайгаз», разработанный на 2020г (KZ14VCZ00518604 от 29.11.2019г) общие валовые выбросы вредных веществ увеличены *от 891,93167347 т/год до 1076,8386487 т/год* на 2021 год, *т.е. валовые выбросы увеличены на 20,7%*. Увеличение общих валовых выбросов произошло за счет увеличения прогнозной добычи нефти и газа, следовательно, ожидается увеличение объема газа, сжигаемого на собственные нужды. Выбросы загрязняющих веществ от печей и котлов на 2021г рассчитаны с учетом большей нагрузки в сравнении с 2020 годом. Также выбросы ЗВ от факельных установок на 2021г составляют 54,7157 т/год, что больше выбросов ЗВ от факельных установок по расчетным данным за 2020г на 16,0767 т/год.

Таблица 3.5 - Обоснование разниц между разрешенными лимитами и фактическими выбросами ЗВ

Годы	Разрешенный лимит выбросов, т/год	Фактические выбросы ЗВ, т/г	Примечания	Обоснование уменьшения фактических валовых вредных выбросов
1	2	3	4	5
2013	6002,372288	4961,19173187	Годовая добыча нефти – 960509тн; Годовая добыча газа – 21717,163 тыс. м ³ ; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 21717,163 тыс. м ³ ; Использование природного газа - 4206,114 тыс. м ³	В расчетах проекта ПДВ на 2013 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
2014	1621,881829	904,950137664	Годовая добыча нефти – 962600тн; Годовая добыча газа – 23143,1858тыс. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 23143,1858тыс. м3; Использование природного газа – 3191,014 тыс. м3	При разработке проекта ПДВ на 2014 год расчет выбросов вредных веществ производился по измененным методикам, в частности при расчете выбросов от резервуаров и емкостей для нефти были учтены «слив под слой». Также в расчетах проекта ПДВ на 2014 год объем используемого попутного и природного газа печами подогрева нефти был взят на основании паспортных данных, но фактический объем используемого попутного и природного газа печами подогрева нефти оказался меньше чем расчетный
2015	1588,56523451	918,22036346	Годовая добыча нефти – 960335 тн;	В расчетах проекта ПДВ на 2015 год объем используемого попутного

			<p>Годовая добыча газа – 24941,306 тыс. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 23742,646тыс. м3; Использование природного газа – 105,543 тыс. м3</p>	<p>газа печами подогрева нефти был взят на основании паспортных данных. Но фактический объем используемого попутного газа печами подогрева нефти оказался меньше чем расчетный. Также за 2015 год часть подготовленного товарного газа с УПГ С.Балгимбаева был передан в АО «КазТрансАймак» для потребления населения. Наряду с этим, за 2015 год значительно уменьшился объем использование природного газа. На объектах НГДУ где раньше использовался покупной природный газ, с 2015 года используется подготовленный газ с УПГ С.Балгимбаева.</p>
2016	1512,03067826	975,99740651	<p>Годовая добыча нефти – 954171тн; Годовая добыча газа – 29317,597тыс. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 24776,355тыс. м3;</p>	<p>В расчетах проекта ПДВ на 2016 год объем используемого попутного газа печами подогрева нефти был взят на основании паспортных данных. Но фактический объем используемого попутного газа печами подогрева нефти оказался меньше чем расчетный. А также в конце 2015 года были демонтированы сборные пункты Северного крыла С.Балгимбаева и Карачиганак.</p>
2017	1053,706718	918,27411323	<p>Годовая добыча нефти – 953679,0тн; Годовая добыча газа – 24858,165тыс. м3 Использование газа на собственные нужды НГДУ – 16943,02тыс. м3</p>	<p>После замечания со стороны Департамента экологии планируемый объем используемого попутного газа с 2017 года был снижен примерно на 30%. В этой связи разница выбросов загрязняющих веществ между разрешенном лимитом и фактом стала значительно меньше.</p>
2018	1025,2510216	821,4425550	<p>Годовая добыча нефти – 944153,0 тн ; Годовая добыча газа – 30035,023 тыс. м³; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 27194,060 тыс. м3</p>	<p>В 2018 году уменьшения фактических выбросов вредных веществ в атмосферу связано с вводом в эксплуатацию мультифазных насосов в м. Восточный Жанаталап. А также в 2018 г были демонтированы печи подогрева, НГС, ГС, насосы, выбросы от которых были нормированы в существующем проекте ПДВ на 2018г, а также был ликвидирован сборный пункт м.Ю.З.Камышитовое.</p>
2019	977,479547	880,2131467	<p>Добыча нефти за год – 923283,0 тн ; Добыча газа за год– 37594,706 тыс. м³; Использование газа на собственные нужды НГДУ за год – 29971,11 тыс. м3, передано к другим потребителям 5246,545 тыс.м3, сожжено на факелах 2377,051 тыс.м3</p>	<p>Добыча нефти в 2019г была меньше, чем в 2018г. Однако добыча газа в 2019г увеличилась, по сравнению с предыдущим. Также увеличился расход газа на собственные нужды в 2019г. Поэтому фактические выбросы загрязняющих веществ за 2019г увеличились по сравнению с фактическими выбросами за 2018г.</p>
2020	891,93167347	511,9610408 (за 9 мес)	<p>Добыча нефти за 9 месяцев – 620987,0 тн ; Добыча газа за 9 месяцев – 20094,834 тыс. м³; Использование газа на собственные нужды НГДУ за 9 месяцев – 14433,892 тыс. м3, передано к другим потребителям 5635,836 тыс.м3, сожжено на факелах</p>	<p>К концу 2020 года ожидается увеличения фактических выбросов вредных веществ в атмосферу и это связано с увеличением плановых показателей добычи нефти и газа, выбросов от технологического оборудования, а также наступлением осенне-зимнего отопительного сезона. В 2019 году плановая добыча газа на 2020 год по прогнозам составляла</p>

			25,106 тыс.м3	45073,0 тыс.м3, нефти 965500 тн. Однако, в ходе корректировки плановых показателей по добыче нефти и газа, а также в связи с пандемией и временным снижением мощности предприятия добыча нефти и газа снизилась до 25946,3 тыс.м3 газа и 829047 тн нефти. Из-за снижения добычи нефти и газа были уменьшены мощности котлов и печей. По этой причине к концу 2020г ожидается, что фактические суммарные выбросы загрязняющих веществ будут ниже разрешенного лимита.
--	--	--	---------------	--

3.9.2.1. 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 %.

3.11.3. Размер санитарно-защитной зоны

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

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

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

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

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

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 «Жайыкмунайгаз» АО «Эмбаунайгаз», далее согласно выданному заключению (№ Е.04.Х.КZ73VBS00021809 от 23.02.2016г) Департаментом по защите прав потребителей Атырауской области по вышеназванному проектному документу для НГДУ «Жайыкмунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» было установлено СЗЗ не менее 1000м (копия заключения СЭС прилагается в приложении 4).

3.12. 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 на ПХВ «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 20 %, по второму режиму на 40 %, по третьему режиму на 60 %.

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

- запрещение работы оборудования на форсированных режимах;
- усиление контроля за точным соблюдением технологического регламента производства;
- рассредоточение во времени работы технологических агрегатов, не участвующих в едином технологическом процессе, при работе которых выбросы загрязняющих веществ в атмосферу достигают максимальных значений;
- усиление контроля за работой КИП и автоматических систем управления технологическим процессом для исключения возникновения ситуаций, сопровождающихся аварийными и залповыми выбросами;
- усиление контроля за герметичностью технологического оборудования;
- обеспечение бесперебойной работы всех очистных систем и сооружений и их отдельных элементов, при этом не допускается снижение их производительности или отключение на профилактические осмотры, ревизии и ремонты;

- проведение внеплановых проверок автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных со значительными выделениями в атмосферу загрязняющих веществ;
- интенсифицированные влажной уборки производственных помещений и территории предприятия, где это допускается правилами техники безопасности;
- обеспечение инструментального контроля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу непосредственно на источниках и на границе СЗЗ;
- использование запаса высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ;
- усиление контроля за соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм.

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

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

Мероприятия третьего режима работы предприятия включают в себя все мероприятия, разработанные для первого и второго режимов, а также мероприятия, влияющие на технологические процессы, осуществление которых позволяет снизить выбросы вредных веществ за счет временного сокращения производительности предприятия. При объявлении работы по третьему режиму НМУ для предприятия с непрерывным технологическим процессом, к которым 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:

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

На месторождениях НГДУ «Жайыкмунайгаз» на период НМУ разработан только одно мероприятие по ограничению подачи газа по трем режимам.

3.11 Мероприятия по защите населения от воздействия выбросов вредных химических примесей в атмосферный воздух

Методы защиты при работе с токсичными веществами. При проектировании и эксплуатации производств необходимо помнить о наличии двух аспектов проблемы химической безопасности: профилактика интоксикации непосредственно на рабочем месте и опасность аварийных выбросов как на территорию предприятия, так и за пределы промышленной зоны.

Рабочей зоной следует считать пространство высотой до 2 м над уровнем пола или площадки, на которой находятся места постоянного или временного пребывания работающих.

Основные мероприятия по предупреждению производственных отравлений на рабочем месте можно подразделить на технические, медико-санитарные и организационные.

Технические мероприятия. В зависимости от класса опасности вещества проектировщики принимают то или иное оформление зданий, аппаратов, технологических процессов - это одно из направлений профилактики производственных отравлений.

Основными направлениями, цель которых - не допустить поступления в воздух вредных примесей, являются следующие:

1. замена ядовитых веществ неядовитыми или менее ядовитыми. Большое гигиеническое значение имеют замена пылящих порошков гранулами, пастами, что резко уменьшает пылевыделение; использование в составе полимерной композиции инертных добавок (сорбентов), обладающих способностью связывать остаточные мономеры и другие примеси;

2. гигиеническая стандартизация химического сырья и продукции. Примерами могут служить ограничение содержания ароматических углеводородов в бензинах, альдегидов, метилового спирта и фурфурола - в гидролизном спирте. Улучшения гигиенических свойств полимерных материалов можно достичь, повышая чистоту исходного сырья (мономеров, добавок, вспомогательных веществ) и максимально снижая содержание остаточных мономеров огмывкой полимера водой, острым паром, вакуумированием на стадии грануляции и др.; введением в нормативную документацию на полимерные материалы показателя "содержание остаточных мономеров";

3. герметизация оборудования и коммуникаций, оснащение оборудования дегазационными устройствами;

4. систематическое проведение текущего, планово-предупредительного и капитального ремонта оборудования и коммуникаций.

Под особым контролем должно находиться оборудование, действующее под давлением и содержащее коррозионно-активные продукты.

Так как при осуществлении всех вышеперечисленных технических мероприятий в производственных условиях все же не всегда исключено выделение в воздух ядовитых веществ, для оздоровления воздушной среды применяют вентиляцию. Наиболее целесообразной системой является местная искусственная вентиляция, обеспечивающая удаление вредных веществ прямо от места их выделения. Кроме того, практически во всех помещениях, где используются вредные вещества, должна быть предусмотрена и общеобменная вентиляция.

Медико-санитарные мероприятия, к ним относятся:

1. регистрация и расследование причин всех случаев производственных отравлений;
2. предварительные и периодические медицинские осмотры;
3. систематический контроль за состоянием воздушной среды;
4. обеспечение рационального питания;
5. использование антидотов (противоядий) в профилактике профессиональных заболеваний.

Организационные мероприятия: проведение инструктажа и организация рабочего места.

Конечной целью всех этих мероприятий должна быть полная очистка воздуха рабочей зоны от примесей вредных веществ. Однако такое состояние воздушной среды производственных помещений в настоящее время практически недостижимо, поэтому содержание вредных веществ в воздухе производственных помещений не должно превышать предельно допустимых концентраций.

Средства индивидуальной защиты являются дополнительной мерой защиты работающих от вредного воздействия производственных факторов. Индивидуальная защита работающих в производственных условиях обеспечивается целесообразным применением спецодежды и спецобуви. Средства индивидуальной защиты применяют для предохранения дыхательных путей, органов зрения, а также кожных покровов от воздействия неблагоприятных факторов окружающей среды.

К средствам индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) относятся фильтрующие респираторы и противогазы, изолирующие защитные приспособления, которые ингаляционно защищают организм от вредных для здоровья аэрозолей, паров и газов.

Все средства индивидуальной защиты органов дыхания по принципу действия делятся на два типа: фильтрующие и изолирующие. При использовании фильтрующих респираторов и противогазов вдыхаемый человеком воздух очищается в фильтрах или специальных поглотителях от присутствующих в нем вредных примесей. Изолирующие СИЗОД применяются при неограниченных концентрациях вредных веществ и недостатке кислорода.

К изолирующим СИЗОД относятся шланговые и кислородные дыхательные аппараты. При использовании шланговых СИЗОД защита органов дыхания обеспечивается подачей извне атмосферного или сжатого воздуха, подвергнутого предварительной очистке. Кислородные изолирующие дыхательные аппараты применяют обычно при проведении аварийных и спасательных работ.

Следует, однако, заметить, что применение СИЗОД при длительном непрерывном использовании затрудняет выполнение работы.

Для защиты глаз от действия на них различных вредных факторов применяют защитные очки и щитки.

Для защиты рук используют перчатки, профилактические пасты, мази, специальные моющие и очищающие средства.

Различного рода неисправности и выход из строя механизмов, агрегатов, автоматизированных систем, а также нарушения правил хранения и техники безопасности при использовании токсичных веществ (ТВ) могут в условиях производства привести к их попаданию в воздушную среду рабочей зоны, и если аварийные ситуации не удастся локализовать, то ТВ выходят за пределы промышленного объекта и становятся источником химической опасности для расположенных поблизости населенных пунктов.

При этом многие ТВ в виде газа или пара быстро распространяются в окружающей среде и создают очаги химического заражения, подчас охватывающие значительные (до нескольких десятков километров в радиусе) территории.

Мероприятия по защите населения от воздействия физического воздействия

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике, применение, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

Предельно допустимые уровни (далее – ПДУ) вредного воздействия физических факторов на здоровье работающих соответствуют требованиям 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.

Для защиты персонала от шума - одной из форм физического воздействия, адаптация к которой невозможна, проектом предусматривается:

- установка оборудования - изолированно от мест нахождения обслуживающего персонала (установка в закрытых помещениях или снаружи зданий);
- все вентиляторы на виброоснованиях;
- персонал обеспечен индивидуальными средствами защиты от шума.

Методы защиты от вибраций включают в себя способы и приемы по снижению вибрации как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящий, главным образом, в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов.

3.12 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 3.6

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 3.7.

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

Категория опасности предприятия рассчитывается по формуле:

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

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

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

q - константа, позволяющая соотнести степень вредности;

i - того вещества с вредностью сернистого газа.

Категорию опасности выбросов от представленного объекта определяют, исходя из полученного значения критерия опасности КОВ.

Таблица 3.7 - Расчет критериев опасности (КОВ) на существующее положение по НГДУ «Жайыкмунайгаз»

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопас. 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	0.2162312	2.4491053	61.2276	61.2276325
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.01	0.001		2	0.0049202	0.0475524	151.4691	47.5524
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)	0.001	0.0003		1	0.0010417	0.000951	7.1089	3.17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2	9.23814176	49.93327233	10598.1253	1248.33181
0302	Азотная кислота (5)	0.4	0.15		2	0.0004333	0.0136656	0	0.091104
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	3.1982525	12.32093787	205.349	205.348965
0322	Серная кислота (517)	0.3	0.1		2	0.000099	0.000091	0	0.00091
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3	3.8178592	3.6356809	72.7136	72.713618
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		3	30.32086313	32.103549703	642.071	642.070994
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.017944325	0.036853505	7.2846	4.60668813
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	44.9135911	186.50387863	41.1349	62.1679595
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		2	0.00074204	0.0045055	0	0.9011
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	0.0017112	0.009475	0	0.31583333
0410	Метан (727*)				50	3.82650888	85.2627512	1.7053	1.70525502
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50	9.4090757	361.73145755	7.2346	7.23462915
0416	Смесь углеводородов предельных				30	0.4521657	0.7609848	0	0.02536616

0501	С6-С10 (1503*) Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	1.5			4	0.039694	0.034181	0	0.02278733
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.036519	0.031446	0	0.31446
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.2			3	0.004784	1.012965	5.0648	5.064825
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.0466548	2.857209	4.762	4.762015
0627	Этилбензол (675)	0.02			3	0.000953	0.00082	0	0.041
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	0.00000103	0.00000104	1.0689	1.04
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0.1			3	0.0003135	0.71785	7.1785	7.1785
1048	2-Метилпропан-1-ол (Изобутиловый спирт) (383)	0.1			4	0.000001	0.00475	0	0.0475
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5			4	0.0004492	0.955	0	0.191
1119	2-Этоксидэтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)				0.7	0.0002388	0.4876	0	0.69657143
1129	Триэтиленгликоль (3,6-Диоксаоктан-1,8-диол) (1290*)				1	0.3112819	9.647091	9.6471	9.647091
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0.1			4	0.0002835	0.5554	4.6789	5.554
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.03	0.01		2	0.087251	0.1488	33.4491	14.88
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.087251	0.1488	33.4491	14.88
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.35			4	0.0002064	0.403	1.1353	1.15142857
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	0.00005			3	0.012759919	0.0245940568	491.8811	491.881136
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	5	1.5		4	1.4814667	3.42828	2.1042	2.28552
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05	0.111173	1.260065	25.2013	25.2013
2752	Уайт-спирит (1294*)				1	0.000179	1.009	1.009	1.009
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	11.1929053	310.462046	174.9072	310.462046
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3	0.45723	4.5991253	30.6608	30.6608353
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0.15	0.05		3	0.1247	3.93249	78.6498	78.6498
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот,	0.3	0.1		3	0.0028425	0.070862	0	0.70862

	цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)								
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04		0.0288	0.232561	5.814	5.814025
	В С Е Г О:					119.4475195	1076.8386487	12706.1	3369.60773
Суммарный коэффициент опасности: 12706.1 Категория опасности: 2									

3.13 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Характеристики источников выделения ЗВ и источников загрязнения атмосферы представлены в приложении 2. В таблице ниже приведен перечень ЗВ, содержащихся в выбросах, их ПДК и классы опасности ЗВ.

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» №168 от 28.02.2015г.

Таблица 3.8– Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу по площадкам НГДУ «Жайыкмунайгаз» на 2021г

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
Цех спецтехники и ТТ (месторождение С.Балгимбаев)							
0123	Железо (II, III) оксиды		0.04		3	0,0207603	0,059887
0143	Марганец и его соединения	0.01	0.001		2	0,0003773	0,0012642
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.2	0.04		2	0,5289728	3,3866264
0304	Азот (II) оксид	0.4	0.06		3	0,555468	1,8015037
0322	Серная кислота (517)	0.3	0.1		2	0,000095	0,000089
0328	Углерод	0.15	0.05		3	0,063581	0,123366
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	0,412871011	2,652749624
0333	Сероводород	0.008			2	0,000011277	0,00050372
0337	Углерод оксид	5	3		4	1,367822004	17,445376308
0342	Фтористые газообразные соединения	0.02	0.005		2	0,0000275	0,000155
0344	Фториды неорганические плохо	0.2	0.03		2	0,0000585	0,00033
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		1,087195	1,201259
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		0,39716	0,343255
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров)	1.5			4	0,039694	0,034181
0602	Бензол	0.3	0.1		2	0,036519	0,031446
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-	0.2			3	0,004605	0,003965
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0,0355715	1,079669
0627	Этилбензол (675)	0.02			3	0,000953	0,00082
1042	Бутан-1-ол	0.1			3	0,0002235	0,21
1061	Этанол	5			4	0,0003352	0,315
1119	2-Этоксизтанол			0.7		0,0001788	0,168
1210	Бутилацетат	0.1			4	0,0002235	0,21
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.03	0.01		2	0,01336	0,0096
1325	Формальдегид (609)	0.05	0.01		2	0,01336	0,0096
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.35			4	0,0001564	0,147
1716	Смесь природных меркаптанов	0.00005			3	0,000000056	0,00000124
2704	Бензин	5	1.5		4	0,023	0,045
2735	Масло минеральное нефтяное			0.05		0,000343	0,000065
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	0,137098	0,264782
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3	0,04618	0,196635
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись	0.3	0.1		3	0,0000248	0,00014

	кремния в %: 70-20						
2930	Пыль абразивная (Корунд белый,			0.04		0,0144	0,081181
	В С Е Г О:					4,800625448	29,823450192
Цех ПРС (месторождение С.Балгимбаев)							
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	0,301534	1,421804
0304	Азот (II) оксид	0.4	0.06		3	0,345224	0,401668
0322	Серная кислота	0.3	0.1		2	0,000004	0,000002
0328	Углерод	0.15	0.05		3	0,043403	0,025
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	0,131949	0,325853
0333	Сероводород	0.008			2	0,000000516	0,0000163
0337	Углерод оксид	5	3		4	0,400573	5,802696
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50	0,008753	0,165443
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30	0,000023	0,00072
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.03	0.01		2	0,010417	0,006
1325	Формальдегид	0.05	0.01		2	0,010417	0,006
1716	Смесь природных меркаптанов	0.00005			3	0,000000021	0,0000007
2704	Бензин	5	1.5		4	1,4368	2,7
2735	Масло минеральное нефтяное				0.05	0,11083	1,26
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	0,3121114	2,424
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3	0,00567	0,17881
	В С Е Г О:					3,117708937	14,718013
Участок ПРЭО (месторождение С.Балгимбаев)							
0123	Железо (II, III) оксиды		0.04		3	0,0458463	0,7626045
0143	Марганец и его соединения	0.01	0.001		2	0,0013036	0,013749
0184	Свинец и его неорганические	0.001	0.0003		1	0,0010417	0,000951
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	0,185096	0,729643
0304	Азот (II) оксид	0.4	0.06		3	0,00195	0,0073138
0328	Углерод	0.15	0.05		3	0,0020806	0,0018386
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	0,0097748	0,0161
0333	Сероводород	0.008			2	0,000000516	0,0000163
0337	Углерод оксид	5	3		4	2,251079	2,616403
0342	Фтористые газообразные соединения	0.02	0.005		2	0,0003037	0,0009405
0344	Фториды неорганические плохо	0.2	0.03		2	0,0008629	0,001885
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50	0,004778	0,150668
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30	0,000023	0,000716
0703	Бенз/а/пирен		0.000001		1	0,00000103	0,00000104
1716	Смесь природных меркаптанов	0.00005			3	0,000000021	0,0000007
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	0,3610889	0,317
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3	0,39773	4,2162603
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0.3	0.1		3	0,0003631	0,0008
2930	Пыль абразивная			0.04		0,0144	0,15138
	В С Е Г О:					3,277723167	8,98827074
Площадка УТРО (месторождение С.Балгимбаев)							
0616	Диметилбензол	0.2			3	0,000179	1,009
0621	Метилбензол	0.6			3	0,00025	1,4359
1042	Бутан-1-ол	0.1			3	0,00009	0,50785

1048	2-Метилпропан-1-ол	0.1			4	0,000001	0,00475
1061	Этанол	5			4	0,000114	0,64
1119	2-Этоксизтанол			0.7		0,00006	0,3196
1210	Бутилацетат	0.1			4	0,00006	0,3454
1401	Пропан-2-он	0.35			4	0,00005	0,256
2752	Уайт-спирит			1		0,000179	1,009
	В С Е Г О:					0,000983	5,5275
Склад материально-технического снабжения (месторождение С.Балгимбаев)							
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0.3	0.1		3	0,00212	0,066842
	В С Е Г О:					0,00212	0,066842
Цех подготовки и перекачки нефти (месторождение С.Балгимбаев)							
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,0222011	0,6115818
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,000584	0,0110312
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	0,4670086	2,492984
0302	Азотная кислота	0,4	0,15		2	0,0004333	0,0136656
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	0,2079843	0,52086
0328	Углерод	0,15	0,05		3	0,16056	0,145995
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	0,248255612	2,29430727
0333	Сероводород	0,008			2	0,000185781	0,00078417
0337	Углерод оксид	5	3		4	2,0504232	12,4631435
0342	Фтористые газообразные соединения	0,02	0,005		2	0,0001052	0,000775
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,2	0,03		2	0,0002238	0,00165
0410	Метан			50		0,2378115	6,3757431
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		1,4125239	117,789888
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		0,0012835	0,0286084
0621	Метилбензол	0,6			3	0,0108333	0,34164
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01		2	0,00584	0,0072
1325	Формальдегид	0,05	0,01		2	0,00584	0,0072
1716	Смесь природных меркаптанов	0,00005			3	0,000001211	0,000026
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	5	1,5		4	0,0216667	0,68328
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С	1			4	0,05881	0,072
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,0000949	0,0007
	В С Е Г О :					4,912669904	143,8630626
ЦДНГ №1 (месторождение С.Балгимбаев)							
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,0208437	0,220595
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,0003779	0,004268
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	0,2583139	4,5579923
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	0,1253129	1,190197
0328	Углерод	0,15	0,05		3	0,012604	0,07
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	0,3658966	4,7894184
0333	Сероводород	0,008			2	0,00000206	0,000065
0337	Углерод оксид	5	3		4	0,8189718	18,196132
0342	Фтористые газообразные соединения	0,02	0,005		2	0,0000353	0,000425
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,2	0,03		2	0,0001076	0,00099

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,3297244	10,103231
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		0,00009	0,00286
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2		0,003025	0,0168
1325	Формальдегид	0,05	0,01	2		0,003025	0,0168
1716	Смесь природных меркаптанов	0,00005		3		0,00000008	0,000003
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1		4		0,030249	0,168
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1	3		0,0000457	0,00042
	В С Е Г О :					1,9686249	39,338197
Установка подготовки газа (месторождение С.Балгимбаев)							
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04	2		1,752034	18,344492
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06	3		0,214111	2,888152
0328	Углерод	0,15	0,05	3		0,763483	0,960828
0330	Сера диоксид	0,5	0,05	3		0,046288	0,2748648
0333	Сероводород	0,008		2		0,000122057	0,0031634
0337	Углерод оксид	5	3	4		8,15146	29,26064
0410	Метан			50		0,5274177	11,1469014
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,9427484	29,730152
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		0,0043531	0,1370388
1129	Триэтиленгликоль			1		0,3112819	9,647091
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2		0,003922	0,0048
1325	Формальдегид	0,05	0,01	2		0,003922	0,0048
1716	Смесь природных меркаптанов	0,00005		3		0,000003536	0,00011041
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1		4		0,045735	0,0487918
	В С Е Г О :					12,766882	102,4518256
Месторождение Ровное							
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,2	0,04	2		0,0735	0,09
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06	3		0,0956	0,117
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,05	3		0,0123	0,015
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0,5	0,05	3		0,0245	0,03
0337	Углерод оксид (Окись углерода,	5	3	4		0,0613	0,075
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	0,03	0,01	2		0,0029	0,0036
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01	2		0,0029	0,0036
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1		4		3,0119	94,0928
	В С Е Г О:					3,2849	94,427
Месторождение Юго-Западный Камышитовый							
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04	3		0,0214993	0,275007
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001	2		0,0004747	0,005836
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04	2		1,8026657	5,9829797
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06	3		0,244074	1,374409
0328	Углерод	0,15	0,05	3		0,95908	0,984746
0330	Сера диоксид	0,5	0,05	3		0,0646612	0,3386324

0333	Сероводород	0,008			2	0,000104488	0,002739
0337	Углерод оксид	5	3		4	10,6788396	32,3723106
0342	Фтористые газообразные соединения	0,02	0,005		2	0,0000595	0,000625
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,2	0,03		2	0,0000942	0,00099
0410	Метан				50	0,6461833	12,7469273
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50	0,975716	50,031316
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30	0,000531	0,0158695
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01		2	0,0064	0,0228
1325	Формальдегид	0,05	0,01		2	0,0064	0,0228
1716	Смесь природных меркаптанов	0,00005			3	0,0000016	0,0000019
2754	Алканы C12-19	1			4	0,06348	0,228
2902	Взвешенные частицы	0,5	0,15		3	0,00765	0,00742
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,00004	0,00042
	В С Е Г О :					15,4779546	104,4138294
Месторождение Юго-Восточный Камышитовый							
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,02153	0,1694
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,00047	0,003714
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	0,9910651	3,6849759
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	0,1958103	0,9826471
0328	Углерод	0,15	0,05		3	0,521844	0,371576
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	28,5999646	17,6563914
0333	Сероводород	0,008			2	0,016937423	0,0136046
0337	Углерод оксид	5	3		4	5,686675	21,01835
0342	Фтористые газообразные соединения	0,02	0,005		2	0,0000685	0,00054
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,2	0,03		2	0,00017	0,00132
0410	Метан				50	0,5314622	12,699109
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50	1,151613	40,383207
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30	0,0417343	0,01478
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01		2	0,005585	0,0168
1325	Формальдегид	0,05	0,01		2	0,005585	0,0168
1716	Смесь природных меркаптанов	0,00005			3	0,012208442	0,0101884
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	0,083883	0,174841
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,000071	0,00056
	В С Е Г О :					37,866677	97,2188044
Месторождение Юго-Восточный Новобогат							
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	0,147	0,18
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	0,1912	0,234
0328	Углерод	0,15	0,05		3	0,0246	0,03
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	0,04948351	0,0751386
0333	Сероводород	0,008			2	0,0000502	0,0015732
0337	Углерод оксид	5	3		4	0,1226	0,15
0410	Метан				50	0,0282908	0,892184

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,6354602	19,9479405
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		0,000768	0,0241937
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2		0,0058	0,0072
1325	Формальдегид	0,05	0,01	2		0,0058	0,0072
1716	Смесь природных меркаптанов	0,00005		3		0,000042	0,0013113
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1		4		0,0588	0,072
	В С Е Г О :					1,26989471	21,6227413
Месторождение Западный Новобогат							
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04	2		0,220028	0,42933023
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06	3		0,0969335	0,158555
0328	Углерод	0,15	0,05	3		0,1044	0,070734
0330	Сера диоксид	0,5	0,05	3		0,02671978	0,0708133
0333	Сероводород	0,008		2		0,000034442	0,00092227
0337	Углерод оксид	5	3	4		1,051204	2,74848
0410	Метан			50		0,3728092	3,184085
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,2679471	7,9747151
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		0,00045	0,0141231
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2		0,00294	0,0036
1325	Формальдегид	0,05	0,01	2		0,00294	0,0036
1716	Смесь природных меркаптанов	0,00005		3		0,000030516	0,00091031
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1		4		0,02941	0,036
	В С Е Г О :					2,17584654	14,69587
Месторождение Жанаталап							
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04	3		0,0209194	0,168446
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001	2		0,0003974	0,003558
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04	2		1,0912026	2,7461781
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06	3		0,2295563	0,88770127
0328	Углерод	0,15	0,05	3		0,5958134	0,4231682
0330	Сера диоксид	0,5	0,05	3		0,0672853	0,3728441
0333	Сероводород	0,008		2		0,000176889	0,00473881
0337	Углерод оксид	5	3	4		6,130041	13,1040401
0342	Фтористые газообразные соединения	0,02	0,005	2		0,0000381	0,0005
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,2	0,03	2		0,0001	0,00132
0410	Метан			50		0,44354924	9,5065996
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		1,2571885	39,8137373
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		0,0003515	0,0103298
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2		0,006713	0,0192
1325	Формальдегид	0,05	0,01	2		0,006713	0,0192
1716	Смесь природных меркаптанов	0,00005		3		0,000347426	0,00936668
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1		4		0,067932	0,192
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1	3		0,000043	0,00056

ВСЕГО:						9,9183681	67,283488
Месторождение Гран							
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	0,3180796	0,6617165
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	0,0982895	0,1874963
0328	Углерод	0,15	0,05		3	0,16433	0,1069453
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	0,02886989	0,11896599
0333	Сероводород	0,008			2	0,000093326	0,00192964
0337	Углерод оксид	5	3		4	1,7158865	4,80271842
0410	Метан			50		0,2087355	5,3397513
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,4142666	12,379802
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		0,000088	0,0018404
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01		2	0,0029	0,0036
1325	Формальдегид	0,05	0,01		2	0,0029	0,0036
1716	Смесь природных меркаптанов	0,00005			3	0,000121573	0,00257478
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	1,575474	48,79299
ВСЕГО:						4,5300345	72,40393
Месторождение Забурунь							
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,0211211	0,141674
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,0004153	0,003222
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	0,87237811	4,4126292
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	0,359611	1,2369895
0328	Углерод	0,15	0,05		3	0,3601702	0,2764838
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	0,177983828	2,91271449
0333	Сероводород	0,008			2	0,00022379	0,0067482
0337	Углерод оксид	5	3		4	4,1340894	24,1692623
0342	Фтористые газообразные соединения	0,02	0,005		2	0,00004424	0,000465
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,2	0,03		2	0,0000942	0,00099
0410	Метан			50		0,83024944	23,3714505
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,9068256	31,6080809
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		0,0052416	0,164494
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01		2	0,010339	0,0204
1325	Формальдегид	0,05	0,01		2	0,010339	0,0204
1716	Смесь природных меркаптанов	0,00005			3	0,000003377	9,6533E-05
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	5,285854	163,506841
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,00004	0,00042
ВСЕГО:						12,9750232	251,853362
УКХ							
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.2	0.04		2	0,113512	0,236899
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	0,13694	0,1408711
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.15	0.05		3	0,01736	0,015
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0.5	0.05		3	0,0364896	0,0578262
0337	Углерод оксид (Окись углерода,	5	3		4	0,119247	0,5850654
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	0.03	0.01		2	0,00417	0,0036

1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0,00417	0,0036
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	0,04167	0,036
В С Е Г О:						0,4735586	1,0788617
АЗ НГДУ							
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.2	0.04		2	0,093083	0,397463
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	0,0987673	0,166963
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.15	0.05		3	0,01225	0,015
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0.5	0.05		3	0,028214	0,088241
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0,00000052	0,0000163
0337	Углерод оксид (Окись углерода,	5	3		4	0,1291614	1,142579
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50	0,004778	0,1506682
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30	0,0000227	0,0007161
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	0.03	0.01		2	0,00294	0,0036
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0,00294	0,0036
1716	Смесь природных меркаптанов /в	0.00005			3	0,00000002	0,0000007
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	0,02941	0,036
В С Е Г О:						0,40156694	2,0048473
УТВС							
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо		0.04		3	0,02151	0,03991
0143	Марганец и его соединения /в	0.01	0.001		2	0,00052	0,00091
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.2	0.04		2	0,0139	0,0261
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0,00000052	0,0000163
0337	Углерод оксид (Окись углерода,	5	3		4	0,0138	0,0258
0342	Фтористые газообразные соединения	0.02	0.005		2	0,00006	0,00008
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50	0,00478	0,15068
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30	0,000023	0,00072
1716	Смесь природных меркаптанов /в	0.00005			3	0,00000002	0,0000007
В С Е Г О:						0,05459354	0,244217
БМТС							
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.2	0.04		2	0,00471	0,074019
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	0,000765	0,0120281
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0.5	0.05		3	0,000892	0,014021
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0,00000052	0,0000163
0337	Углерод оксид (Окись углерода,	5	3		4	0,0163442	0,25701
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50	0,004778	0,15067
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30	0,000023	0,00072
1716	Смесь природных меркаптанов /в	0.00005			3	0,00000002	0,0000007
2907	Пыль неорганическая, содержащая	0.15	0.05		3	0,1247	3,93249
В С Е Г О:						0,15221274	4,4409751
Котельная							
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.2	0.04		2	0,00144835	0,02278

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06	3	0,0002354	0,003701
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0.5	0.05	3	0,0002744	0,00431413
0337	Углерод оксид (Окись углерода,	5	3	4	0,005029	0,07908
	В С Е Г О:				0,00698715	0,10987513
Службные дома						
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.2	0.04	2	0,00261	0,05466
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06	3	0,00042	0,008882
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0.5	0.05	3	0,00049	0,010354
0337	Углерод оксид (Окись углерода,	5	3	4	0,009045	0,189792
	В С Е Г О:				0,012565	0,263688

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.

4.2 Расчет платы за загрязнение природной среды

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

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

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

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

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

Предварительный расчет ущерба за загрязнение атмосферного воздуха от стационарных источников

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

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

где

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

вещества, тенге;

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

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

A_i – коэффициент относительной опасности, определяемый по формуле:

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

Таблица 4.1 - Определение платы от выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Ставка платы за 1 тонну (МРП)	МРП, за 2021 г	Выброс вещества т/год	Сумма платежа, т
1	2	3	4	5	6
123	Железо (II, III) оксиды	30	2917	2,4491053	214321,205
143	Марганец и его соединения	-	2917	0,0475524	0
0184	Свинец и его неорганические соединения	-	2917	0,000951	0
301	Азота (IV) диоксид (4)	20	2917	45,537611	2656664,23
0302	Азотная кислота (5)	20	2917	0,0136656	797,251104

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	20	2917	12,320938	718803,515
322	Серная кислота (527)	-	2917	0,000091	0
328	Углерод (593)	24	2917	0,7052046	49369,9636
330	Сера диоксид (526)	20	2917	14,768666	861603,983
333	Сероводород (Дигидросульфид) (528)	124	2917	0,0264931	9582,77768
337	Углерод оксид (594)	0,32	2917	157,19956	146736,358
342	Фтористые газообразные соединения	-	2917	0,0045055	0
344	Фториды неорганические плохо раств	-	2917	0,009475	0
0410	Метан (727*)	0,32	2917	84,530081	78903,7583
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,32	2917	361,73146	337654,612
416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,32	2917	0,7609848	710,333652
501	Пентилены (амилены-смесь изомеров)	-	2917	0,034181	0
602	Бензол (64)	-	2917	0,031446	0
616	Диметилбензол	-	2917	1,012965	0
621	Метилбензол (353)	-	2917	2,857209	0
627	Этилбензол (687)	-	2917	0,00082	0
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	996600	2917	0,0000010	3023,36549
1042	Бутан-1-ол (102)	-	2917	0,71785	0
1048	2-Метилпропан-1-ол (Изобутиловый спирт) (383)	-	2917	0,00475	0
1061	Этанол (678)	-	2917	0,955	0
1119	2-Этоксизтанол (1526*)	-	2917	0,4876	0
1129	Триэтиленгликоль (3,6-Диоксаоктан-1,8-диол) (1290*)	-	2917	9,647091	0
1210	Бутилацетат (110)	-	2917	0,5554	0
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин)	-	2917	0,1488	0
1325	Формальдегид (619)	332	2917	0,1488	144104,467
1401	Пропан-2-он (478)	-	2917	0,403	0
1716	Смесь природных меркаптанов	-	2917	0,0172675	0
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	-	2917	3,42828	0
2735	Масло минеральное нефтяное	-	2917	1,260065	0
2752	Уайт-спирит (1294*)	-	2917	1,009	0
2754	Углеводороды предельные C12-19	0,32	2917	310,46205	289797,692
2902	Взвешенные частицы	-	2917	4,5991253	0
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	10	2917	3,93249	114710,733
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	10	2917	0,070862	2067,04454
2930	Пыль абразивная (1046*)	10	2917	0,232561	6783,80437
	Итого:				5635635,1

Таблица 4.2 - Определение платы от выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании сырого газа от факельных установок

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Ставка платы за 1 тонну (МРП)	МРП, за 2020 г	Выброс вещества т/год	Сумма платежа, т
1	2	3	4	5	6
337	Углерод оксид (594)	14,6	2917	29,304318	1248018,17
410	Метан (734*)	0,8	2917	0,7326707	1709,76035
301	Азота (IV) диоксид (4)	200	2917	4,3956612	2564428,76
328	Углерод (593)	240	2917	2,9304763	2051567,85
333	Сероводород (Дигидросульфид) (528)	1240	2917	0,0103604	37474,2991
1716	Смесь природных меркаптанов	199320	2917	0,0073247	4258682,28
330	Сера диоксид (526)	200	2917	17,334884	10113171,1
	Итого:				20275052,2

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ЛИТЕРАТУР

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 промотходов» 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.