

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №02177Р

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель генерального
директора по геологии и
разведке АО «Эмбаунайгаз»
Мунара А.
« _____ » _____ 2024г

ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ (НДВ)
ДЛЯ ПРОМПЛОЩАДКИ НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ»
АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» НА 2025ГОД





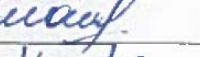

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»



Марданов А.С.

Атырау, 2024г

2. СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Подпись	Ф.И.О.
Руководитель службы экологии		Исмаганбетова Г.Х.
Ведущий инженер		Абир М.К.
Ведущий инженер		Суйнешова К.А.
Ведущий инженер		Султанова А.Р.
Старший инженер		Асланқызы Г.
Инженер		Касымгалиева С.Х.

3. АННОТАЦИЯ

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для промплощадок НГДУ «Доссормунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» на 2025 год (корректировка), включает в себя общие сведения об операторе; характеристику объекта оператора, как источника загрязнения атмосферы; проведение расчетов рассеивания; мероприятия по регулированию выбросов; контроль за соблюдением нормативов допустимых выбросов.

Целью настоящей работы является определение количественных и качественных характеристик выбросов вредных веществ в атмосферу источниками предприятия, разработка нормативов НДВ и мероприятий по контролю экологической ситуации в зоне влияния.

Административный корпус АО «Эмбаунайгаз» расположен в г.Атырау по улице Валиханова 1.

Проект составлен для установления лимитов загрязняющих веществ от источников загрязнения по объектам ЦДНГ Ботахан, Автоколонна Ботахан, БДН Карсак, БДН Байчунас, БДН Алтыкуль, БДН Кошкар, БДН В.Макат, Автоколонна Макат, ППН Макат, УПГ Макат, БДН С.Жолдыбай, ППН Карсак, ППН Алтыкуль, ЦРП Макат, УПРЭО Доссор, Автоколонна Доссор, Доссор АУП, Пожарная команда, Гостиница, Служебная квартира, УТГВС, ЭСР Доссор, ЭСР Макат НГДУ «Доссормунайгаз» АО «Эмбаунайгаз».

Основными источниками выбросов вредных веществ на месторождениях являются:

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

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

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

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

- передвижные источники выбросов – спецтехника и автотранспорт.

Перечень источников выбросов и их характеристики определены для действующих объектов – на основе инвентаризации выбросов вредных веществ в атмосферу и их источников (НДВ), которая представляет собой систематизацию сведений об стационарных источниках, их распределении по территории, количественном и качественном составе выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

По результатам инвентаризации на территории промплощадок НГДУ «Доссормунайгаз» в атмосферный воздух выявлены 1283 источников загрязнения вредных веществ в атмосферу.

Общий валовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу по НГДУ «Доссормунайгаз» на 2025 года составляет **429,9917 т/год**.

Максимально-разовые и средне-суточные предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не превышают ПДК, установленных в требованиях приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года №ҚР ДСМ-70 «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций.

Для проведения расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу использован программный комплекс «Эра», версия 3, НПО «Логос», г. Новосибирск, согласованный с ГГО имени Воейкова, г.Санкт-Петербург и МООС Республики Казахстан. Расчет рассеивания в приземном слое атмосферы показал, что превышение ПДК не наблюдается на границе санитарно-защитной зоны месторождений НГДУ.

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

Таблица 1 - Перечень загрязняющих веществ от стационарных источников в атмосферу на 2025г (основная деятельность НГДУ «Доссормунайгаз»)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год, (М)
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,27899993	1,7880481
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,009715621	0,0473399
0184	Свинец и его неорганические соединения	0,001	0,0003		1	0,00090067	0,00067671
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	3,99970533005	34,9892221828
0302	Азотная кислота (5)	0,4	0,15		2	0,00172666	0,02291536
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	2,87380002001	24,0734805021
0322	Серная кислота (517)	0,3	0,1		2	0,0000946	0,0001363
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05		3	0,984448628	3,32528637
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	2,931367632	32,235913902
0333	Сероводород	0,008			2	0,0131332948	0,2336371428
0337	Углерод оксид	5	3		4	16,534832987	96,12620489
0342	Фтористые газообразные соединения	0,02	0,005		2	0,0035775	0,012548
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,2	0,03		2	0,01094645	0,032715
0410	Метан (727*)			50		1,7046270827	23,6398328959
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		6,4198371526	105,086501739
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		1,1145675593	24,806476305
0501	Пентилены	1,5			4	0,02646135	0,00006832
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,035421459	0,32549882
0616	Диметилбензол	0,2			3	0,0065470021	0,10228703
0621	Метилбензол (349)	0,6			3	0,073265994	0,77746437
0627	Этилбензол (675)	0,02			3	0,00063755	0,00000168
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		1	0,00000069	0,00000052
1129	Триэтиленгликоль			1		0,29479788	4,6865788
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01		2	0,065433138	0,61151749
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,065433141	0,61151749
1716	Смесь природных меркаптанов	0,00005			3	0,002867936	0,045592573
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	5	1,5		4	0,10940064	1,190668
2754	Алканы C12-19	1			4	5,240710338	74,17439089
2902	Взвешенные частицы	0,5	0,15		3	0,17327	0,75626437

2904	Мазутная зола теплоэлектростанций /в пересчете на ванадий/ (326)		0,002		2	0,009144637	0,145377774
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,004727668	0,01442
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0,04		0,0288	0,0843696
2978	Пыль тонко измельченного резинового вулканизата из отходов подошвенных резин (1090*)			0,1		0,0226	0,044748
ВСЕГО:						43,0418	429,9917

Транспортный участок НГДУ «Доссормунайгаз» имеет на балансе 156 передвижных транспортных средств суммарные выбросы вредных загрязняющих веществ за 2025 год, от которых составят 43,321 т/год.

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

4. СОДЕРЖАНИЕ

2. СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ.....	1
3. АННОТАЦИЯ.....	3
4. СОДЕРЖАНИЕ	6
5. ВВЕДЕНИЕ	7
6. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ	8
6.1 Почтовый адрес оператора.....	9
6.2 Карта-схема объекта	9
6.3 Ситуационная карта-схема района	9
7. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЙ И СОСТОЯНИЯ КОМПОНЕНТОВ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	10
7.1 Климатические условия	10
7.1.1. Атмосферный воздух.....	10
8. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМПЛОЩАДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НГДУ, КАК ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ	12
8.1 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования НГДУ «Доссормунайгаз»	23
8.2 Краткая характеристика существующих установок очистки газа, укрупненный анализ их технического состояния и эффективности работы	33
8.3 Оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню в стране и мировому опыту	33
8.4 Перспектива развития предприятия	34
8.5 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ.....	34
8.6 Характеристика аварийных и залповых выбросов	34
8.7 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу.....	35
8.8 Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/г) принятых для расчета НДВ.....	48
9 ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ	49
9.1 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ	49
9.2 Расчет приземных концентрации (результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы).....	49
9.3 Предложения по нормативам допустимых выбросов по каждому источнику и ингредиенту	50
9.4 Обоснование возможности достижения нормативов с учетом использования малоотходной технологии.....	51
9.5 Уточнение границ области воздействия объекта	51
9.6 Данные о пределах области воздействия.....	52
10 МЕРОПРИЯТИЕ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	53
11. КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ	55
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	57
ПРИЛОЖЕНИЯ	58

5. ВВЕДЕНИЕ

Проект нормативов НДВ для промплощадок НГДУ «Доссормунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» на 2025г разработан Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» на основании договора с АО «Эмбаунайгаз».

Норматив предельно допустимых выбросов – это показатель допустимого вредного вещества в атмосферном воздухе. Норматив ПДВ устанавливается для каждого источника загрязнения атмосферы при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника и от совокупности источников города или другого населенного пункта, с учетом перспективы развития предприятия и рассеивания вредных веществ в атмосфере, не создадут приземную концентрацию, превышающую их предельно допустимые концентрации на границах санитарно-защитных зон и населенных пунктов.

При выполнении настоящей работы проведена инвентаризация источников выбросов в соответствии с требованиями Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63), также разработка данного проекта осуществлялась в соответствии со следующими нормативными документами:

- «Экологический кодекс РК» от 02.01.2021 г.;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду»;
- Приказ Министр экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424 «Об утверждении Инструкции по организации проведению экологической оценки»;
- Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 319 «Об утверждении Правил выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также форм бланков экологического разрешения на воздействие и порядка их заполнения»;
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» №ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022г;

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.

Юридические адреса:
060002, г. Атырау, ул. Валиханова, д. 1
АО «Эмбаунайгаз»
тел: +7 (7122) 35 29 24
факс: +7 (7122) 35 46 23

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

6. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Участок проката-ремонта эксплуатационного оборудования (ПРЭО):

- ✓ Бригада ПРЭО Макат
- ✓ Бригада ПРЭО Доссор

В состав цех подземного и капитального ремонта скважин входят:

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

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

Вспомогательное производство основного вида деятельности

Колонна спецтехники и автотранспорта:

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

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

На рассматриваемой территории промышленных зон, лесов, сельскохозяйственных угодий, транспортных магистралей, селитебных территорий, зон отдыха, территории заповедников, ООПТ, музеев, памятников архитектуры, санаториев, домов отдыха отсутствуют.

6.1 Почтовый адрес оператора

Заказчик: Юридический адрес предприятия:

г. Атырау, ул. Валиханова 1, АО «Эмбаунайгаз».

Адрес объекта:

Атырауская область, Макатский район, п.Доссор.

6.2 Карта-схема объекта

Карта-схема объектов с нанесенными на нее источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу приведены в приложении.

6.3 Ситуационная карта-схема района

Ситуационная карта-схема района расположения промплощадок НГДУ «Доссормунайгаз» приведена в приложении.

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

7.1 Климатические условия

7.1.1. Атмосферный воздух

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

Температура воздуха. Температура воздуха является одной из основных характеристик климата. Режим температуры воздуха исследуемой области характеризуется большой контрастностью и резкостью сезонных и межгодовых колебаний, значительной суточной и годовой амплитудой. Характерным является также преобладание теплого периода над холодным. Продолжительность безморозного периода составляет около полугода для севера региона и увеличивается к югу. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль): плюс 33,6°С. Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь): минус 9,5°С.

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические характеристики для района расположения объектов НГДУ «Доссормунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» представлены по данным наблюдений на близлежащей метеорологической станции Макат за 2023 год.

Таблица 7.1 - Общая климатическая характеристика

Наименование	МС Макат
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) за год	+35,2 ⁰ С
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь) за год	- 11,3 С
Скорость ветра, повторяемость превышения которой за год составляет 5 %	10 м/с
Количество осадков за год (ТП) мм	111 мм
Количество осадков за год (ХП) мм	77 мм
Среднее число дней с пыльной бурей	-

Таблица 7.2 - Среднемесячная и годовая температура воздуха, °С

Наименование	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
МС Макат	-6,7	-5,8	7,7	15,1	22,0	25,7	28,2	27,1	18,6	10,3	5,6	-2,6	12,1

Таблица 7.3 – Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/с

Наименование	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
МС Макат	5,4	5,5	5,9	6,1	6,3	5,2	5,2	4,6	3,5	5,1	6,3	6,5	5,5

Таблица 7.4 - Средняя повторяемость направлений ветра и штилей (%)

Направление	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Год	10	9	21	16	9	11	12	12	0

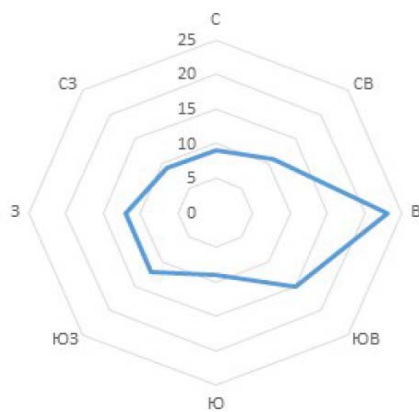


Рисунок 7.1 - Роза ветров

8. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМПЛОЩАДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НГДУ, КАК ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

Основной задачей НГДУ «Доссормунайгаз» является добыча нефти.

На промплощадках НГДУ «Доссормунайгаз» расположено на 2025 год – 1283 источников выбросов загрязняющих веществ: из них 201 организованных; 1082 неорганизованных.

В процессе работы данных источников выбросов в атмосферу выделяются следующие компоненты: оксид углерода, углеводороды C₁₂-C₁₉, сажа, сернистый ангидрид, формальдегид, бензпирен, диоксид азота, оксид азота, мазутная зола, сероводород, масло минеральное нефтяное, углеводороды C₁-C₅, углеводороды C₆-10, бензол, толуол, ксилол, пентилены, этилбензол, серная кислота, пыль абразивная, взвешенные вещества, пыль металлическая, древесная пыль.

Ниже представлена таблица по количеству источников загрязняющих веществ по месторождениям.

Таблица 8.1 – Количество источников по месторождениям НГДУ «Доссормунайгаз»

№№	Наименование промплощадок	Количество источников		Всего
		организованные	неорганизованные	
1.	ЦДНГ Ботахан	15	206	221
2.	Бригада КРС	20	0	20
3.	Автоколонна Ботахан	2	0	2
4.	БДН Карсак	15	298	313
5.	ППН Карсак	27	28	55
6.	БДН Алтыкуль	5	109	114
7.	БДН Кошкар	5	65	70
8.	БДН Восточный Макат	11	215	226
9.	Автоколонна Восточный Макат	10	2	12
10.	ППН В.Макат	14	29	43
11.	УПГ Восточный Макат	6	9	15
12.	БДН С.Жолдыбай	19	99	118
13.	ППН Алтыкуль	13	6	19
14.	ЦРП Макат	9	1	10
15.	УПРЭО Доссор	13	6	19
16.	Автоколонна Доссор	1	0	1
17.	Доссор АУП	3	0	3
18.	Пожарная команда (Доссор)	2	1	3
19.	Гостиница	2	0	2
20.	Службная квартира	3	1	4
21.	УТГВС	1	1	2
22.	ЭСР Доссор	1	3	4
23.	ЭСР Макат	4	3	7
ИТОГО:		201	1082	1283

Перечень стационарных источников на промплощадках НГДУ «Доссормунайгаз» на 2025 год:

ЦДНГ Ботахан

Номера источника	Наименование источника	Количество
Организованные источники		
0001	Печь ПТ-16/150 попутный газ	1
0002-003	Печь ПТ-9/100 попутный газ (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0002, объем газа переходит на резервный котел №0003)	2
0004	Печь ПП-0,63	1
0005-0006	Котел марки Cronos КВА-233 (2035 RD/RG) для общ и столовой (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла)	2

	<i>№0005, объем газа переходит на резервный котел №0006)</i>	
0007-0009	Резервуары РВС 700,1000,1000 м ³	3
0010	ДЭС для адм.здания АД 60С -Т-400-18 60кВ	1
0011	ДЭС для общежития АДД АД 60С -Т-400-18 60кВ	1
0013,0304	Передвижной сварочный агрегат (САГ)	2
0267, 0312	Дежурная горелка	2
<i>Неорганизованные источники</i>		
6001-6083, 7112	Скважины	84
6084-6166, 7116	Дренажная емкость на устье скважин	84
6167-6175	АГЗУ	9
6176-6184	Дренажная емкость на ГЗУ	9
6186-6187	Нефтегазосепаратор, КСУ	2
6188	Газосепаратор (ГС)	1
6189	Отстойник ОГ-200	1
6190	Отстойник ОПФ-3000	1
6191-6192	Насосы для нефти НБ-125, 9МГР	2
6196	Сварочный пост с САГом	1
6197	Сварочный пост ТДМ-502	1
6198, 7520	Пост газорезки	2
6199	Счетчик замера газа СВГМ-16	1
7162	Счетчик замера нефти	1
7521-7523	Кондетсатсборник	3
7524-7525	Дренажная емкость 1,5-2 м ³	2
7526	Дренажная емкость насосная 2 м ³	1
7527	ГРПШ	1

Бригада КРС

Номера источника	Наименование источника	Количество
<i>Организованные источники</i>		
0313-0314	Передвижная паровая установка	2
0315-0316	Подъемный агрегат АДПН	2
0317	Емкость технологической 25 м ³	1
0318-0320	Экологическая емкость 10 м ³	3
0326-0331	Подъемный агрегат АПРС-40	6
0332-0335	Подъемный агрегат ПТП-40	4
0336	Подъемный агрегат ПАП-60	1
0337	Подъемный агрегат А-50	1

Автоколонна Ботахан

Номера источника	Наименование источника	Количество
<i>Организованные источники</i>		
0023.	Емкости для диз.топлива	1
0288.	Емкости для диз.топлива	1

БДН Карсак

Номера источника	Наименование источника	Количество
<i>Организованные источники</i>		
0241	Печь ПП-0,63 попутный газ	1
0032	Котельная марка - КСВГ-40 ЮНКЕР (для адм здания БДН Карсак)	1
0033-0034	Котельная марка - CRONOS Буран КВА 233 (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0033, объем газа переходит на резервный котел №0034)	2
0034	Котельная марка - CRONOS Буран КВА 233 (новое общежитие)	1
0035	Котельная марка КСГ 20 ЮНКЕР (для отопления адм здания ППД)	1
0036-0037-001	Котельная марка - RLS28 котел RIELLO 5000 TMR2 на газу работает для отопления нового общежития №2 (1 рабочий, 1	2

	<i>резервный в случае неисправности рабочего котла №0036, объем газа переходит на резервный котел №0037)</i>	
0036-0037-002	Котельная марка -RLS28 котел RIELLO 5000 TMR2 на ДТ работает (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0036, объем ДТ переходит на резервный котел №0037)	2
0038, 0292	Котельная марка -Буран 47 для отопления старого общежития (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0038, объем газа переходит на резервный газовый котел №0292)	2
0039-0040	Резервуары РВС	2
0321	Емкость ДТ	1
0045	Передвижной сварочный агрегат (САГ)	1
0046	Передвижной сварочный агрегат (САГ)	1
0298	Дизельгенератор АД-60-Т400	1
<u>Неорганизованные источники</u>		
6203-6330	Скважины	128
6355-6482	Дренажная емкость на устье скважин	128
6507-6519	ГЗУ	13
6521-6533	Дренажная емкость на ГЗУ	13
6535-6536, 7528	Насосы для нефти. НБ-125	3
6537-6538	Отстойник ОПФ-3000	2
6540	Шламонакопитель	1
6541	Сварочный пост с САГом	1
6543, 7120	Пост газорезки	2
7121	Дренажная емкость ЕП-16	1
7122,7395	Насосы для нефти. НБ-50	2
7123	ОГ-200	1
7530	Дренажная емкость 3 м ³	1
7531-7532	ГРПШ	2

БДН Алтыкуль

Номера источника	Наименование источника	Количество
<u>Организованные источники</u>		
0056-0057	Резервуары для хранения нефти РГС	2
0060, 0305	Дизельгенератор 200 кВт	2
0247	Резервуары РГС (Кызылжар) 60 м ³	1
<u>Неорганизованные источники</u>		
6637	Сварочный пост ТДМ-502	1
6638	Пост газорезки	1
6639-6670, 7128-7129, 7166,7189-7192,7217-7220,7406-7411, 7533	Скважины	46
6671-6702, 7130-7131, 7167-7170, 7221-7224,7412-7414, 7534	Дренажная емкость на устье скважин.	46
6707-6710	Насос для нефти НБ-125.	4
6711, 7535	Дренажная емкость 3 м ³	2
6712	Шламонакопитель	1
7134	Узел учета нефти	1
7135, 7205, 7275, 7276	АГЗУ (ОЗНА)	4
7136	Дренажная емкость ЕП-12,5, емкость подземная с подогревом	1
7507, 7508	Насосы для нефти	2

БДН Кошкар

Номера источника	Наименование источника	Количество
<u>Организованные источники</u>		
0069	Дизельная электростанция (ДЭС) АД-200С-Т/400	1
0070	Передвижной сварочный агрегат (САГ)	1
0071	Пункт налива нефти.	1
0255	Резервуары для хранения нефти РГС	1
0262	Резервуары для хранения нефти РГС	1
0322	Емкость технологический 30 м ³ КРС	1
<u>Неорганизованные источники</u>		
6713	Сварочный пост с САГом	1
6714	Сварочный пост ТДМ-502	1
6715	Пост газорезки	1
6717-6730,7215-7216, 7254-7256, 7277- 7279,7415-7418	Скважины	26
6732-6745,7226-7227, 7257-7259, 7280-7282, 7419-7422	Дренажная емкость на устье скважин	26
6747-6748	ГЗУ	2
6749-6750	Дренажная емкость на ГЗУ	2
6751-6752	Насосы для нефти НБ-50	2
7197	Отстойник ОГ-125	1
7203, 7536	Дренажная емкость на ЕП-15, 3 м ³	2
7204	Узел учета нефти	1

БДН Восточный Магат

Номера источника	Наименование источника	Количество
<u>Организованные источники</u>		
0074-0075	Котельная марка - Буран-47 ГН (ВВ-400ГА) для столовой (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0074, объем газа переходит на резервный котел №0075 Сигнал КОВ СТ 48 квт)	2
0256	Котельная марка-КОВ-50 СТ, 49 кВт (для отопления провизорной)	1
0076-0077	Котельная марка - Буран КВА-233 для старого общ (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0076, объем газа переходит на резервный котел №0077)	2
0078-0079	Котельная марка - Буран КВА-116 для нов общ (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0078, объем газа переходит на резервный котел №0079)	2
0079	Котельная марка - Буран КВА-116	1
0300-0301	Котельная марка-Сronos ВВ 3560 для новой столовой	2
0302	Котельная марка-Сronos ВВ 3560 для новой столовой	1
0082	Дизельная электростанция (ДЭС)	1
<u>Неорганизованные источники</u>		
6755	Сварочный пост с САГом	1
6756	Сварочный пост ТДМ-502	1
6757-6758	Пост газорезки ТДМ-502	2
6759-6850, 7137-7138, 7172	Скважины	95
6851-6942, 7139-7140, 7455	Дренажная емкость на устье скважин	95
6943-6949, 7141	ГЗУ	8
6950-6956, 7142	Дренажная емкость на ГЗУ	8
6957	Шламонакопитель	1
7143-7147	Насосы для нефти ЦНС, СИН 50	4

Автоколонна Восточный Макат

Номера источника	Наименование источника	Количество
<u>Организованные источники</u>		
0087	Пост зарядки аккумуляторных батарей	1
0088-0090, 0249	Ремонтно-мастерская цех (РМЦ)	4
0080	Котельная Буран КВА500	1
0081	Котельная Буран КВА500	1
0289	емкость для диз.топлива	1
0290-0291	АЗС	2
<u>Неорганизованные источники</u>		
6958	Вулканизационный цех	1
7148	Сварочный пост ТДМ-503	1

ППН В.Макат

Номера источника	Наименование источника	Количество
<u>Организованные источники</u>		
0093-0095, 0096	Печь ПТ 16/150 (3 рабочий, 1 резервный в случае неисправности одного рабочего котла №0093-0095, объем газа переходит на резервный котел №0096)	4
0097-0098	Печь ПП-0,63 для подогрева пресной воды	2
0101, 0274	Котельная баумак ВУМ-SE 24 для отопления хим лаб (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0101, объем газа переходит на резервный котел №0274)	2
0102-0106	Резервуары РВС для нефти	5
0110	Хим. лаборатория	1
0116	Дежурная горелка	1
<u>Неорганизованные источники</u>		
6963-6965	Нефтегазосепараторы	3
6967-6968	Газосепаратор (ГС)	2
6969	Отстойник ОПФ-3000	1
6970-6971,7266	Дренажная емкость ЕП-16.	3
6972	Отстойник ОБН-3000	1
6975-6979, 7178 - 7179,7180	Насос для нефти	8
6981	РПГ-200 (ресивер попутного газа)	1
6983	Сварочный пост ТДМ-503 У2	1
7510	Сварочный выпрямитель ВД306М	
7297	Факельный сеператор V-4м ³ для высокого давления	1
7298	Факельный сеператор V-4м ³ для низкого давления	1
7539	Пробоотборник	1
7540-7541	Насос вертикальный НВ-50/50 3 м ³	2
7542	Газорезка	1
7543	ГРПШ	1

УПГ Восточный Макат

Номера источника	Наименование источника	Количество
<u>Организованные источники</u>		
0112-0113	Газоперекачивающие агрегаты компрессорной станции	2
0114	Дизельная электростанция (ДЭС)	1
0115	Емкость для хранения дизтоплива 20 м ³	1
0306	Факельная установка	1
0275	Ребойлер	1
<u>Неорганизованные источники</u>		
6984	Входной сепаратор	1
6986	Гликолевая установка	1
6987	Факельный скруббер	1
6988	Установка одоризации	1
6989, 7206-7207	Узел учета газа	3

7544	Сборник гликоля	1
7545	ГРПШ	1

БДН С.Жолдыбай

Номера источника	Наименование источника	Количество
<i>Организованные источники</i>		
0129-0130	Котельная Буран КВА116 (для отопления общежития)	2
0131-0132	Котельная VESSMANN (для отопления бокса)	2
0282-0283	Котельная - Буран КВА-233(для новой столовой)	2
0134, 0261	Дизельная электростанция (ДЭС)	2
0135	Передвижной сварочный агрегат (САГ)	1
0137-0139	Печь марки ПТ16/150 (2 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочих котлов №0137-0138, объем газа переходит на резервный котел №0139)	3
0140, 0271	Котельная баумак ВУМ-SE 24 (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0140, объем газа переходит на резервный котел №0271)	2
0141-0143	Резервуары РВС для нефти 1000 м3	3
0260	Хим. лаборатория	1
0266	Дежурная горелка	1
0323	ДЭС столовый новый 150кВтPower Set	1
<i>Неорганизованные источники</i>		
6993	Сварочный пост ТДМ-502	1
6994	Пост газорезки	1
6995-7021, 7299-7302	Скважины	32
7025-7051, 7304-7307	Дренажная емкость на устье скважин	32
7055-7057	ГЗУ	3
7058-7060	Дренажная емкость на ГЗУ	3
7061	Нефтегазосепараторы	1
7063	Газосепаратор (ГС)	1
7065	Отстойник ОГ-200	1
7066	Отстойник ОПФ-3000	1
7067-7071, 7153-7154	Насосы для нефти (6 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочих насосов №7067-7071, 7153, подключается резервный насос №7154)	7
7072-7073	Дренажная емкость ЕП-16.	2
7546-7548	Дренажная емкость 1 м ³	3
7549	КСУ	1
7550-7551	Кондетсат сборник	2
7552	ГРПШ	1
7553-7559	Насос ППН НВ-50/50 - 4 шт., НВ-125 - 2 шт., ЦНС-180/128 - 2 шт.	7

ППН Карсак

Номера источника	Наименование источника	Количество
<i>Организованные источники</i>		
0147-0150	Печь ПТ-16/150 (для подготовки нефти)	4
0151	Печь ПП-0,63 (для подогрева пресной воды)	1
0153	Котельная Сигнал КОВ 50С	1
0155, 0293	Котельная - Ваумак Вум-SE-24/Jaguar JTV 24/H-R4 (для отопления новой насосной)	2
0157, 0294	Котельная КОВ-50С Сигнал/ ваумак ВУМ-SE 24 (для пож.депо) (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0157, объем газа переходит на резервный котел №0294)	2
0159	Дизельная электростанция (ДЭС) ДГ-200	1
0160	Дизельная электростанция (ДЭС) АД-30	1
0161	Печь подогрева ПТ-800	1
0163-0169,0171-0172	Резервуары РВС для нефти 2000м ³ - 2шт, 1000м ³ -7шт	9

0176	Хим. лаборатория	1
0268, 0269	Котельная Ваумтак Вум-SE-24 (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0268, объем газа переходит на резервный котел №0269 Jaguar JTV 24/H-R4)	2
0251	Емкость для нефти РГС 47м3	1
0252	Пункт налива нефти	1
<u>Неорганизованные источники</u>		
7074	Сварочный пост с САГом	1
7075	Сварочный пост ТДМ-502	1
7076-7086	Насосы для нефти НБ-125-3шт раб, ЦНС-180/85 3шт	11
7087-7089,7495, 7561-7563	Дренажная емкость 60м ³ -1шт, 0,5м ³ -1шт, 16м ³ -1шт, 2м ³ -1шт, 8 м ³	7
7091	Узел замера нефти	1
7092	Пост газорезки	1
7564-7565	Дренажная емкость ЕП 160м3	2
7566	Пробоотборник	1
7567	ГРПШ	1

ППН Алтыкуль

Номера источника	Наименование источника	Количество
<u>Организованные источники</u>		
0177-0179	Резервуары РВС 2000м3, 4000м3, 1000м3	3
0181	Резервуары для хранения нефти 47м3	1
0184	Печь подогрева ТП-800	1
0270-001	Печь подогрева ПТНН-1000 (для нефти)	1
0270-002	Печь подогрева ПТНН-1000 (пропан)	1
0277	Печь подогрева ПТНН-1000	1
0186, 0259	Котел на дизтопливе Ква- 58 ЛЖ/Гн (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0186, объем газа переходит на резервный котел №0259)	2
0259	Котел на дизтопливе Ква- 58 ЛЖ/Гн	1
0187	Емкость для хранения дизтоплива 2,5 м3	1
0188	Дизельная электростанция (ДЭС) АД-100/П400	1
0253	Хим.лаборатория	1
0324	Пункт налива нефти	1
<u>Неорганизованные источники</u>		
7094-7097	Насосы для нефти НБ-125-2шт, НБ-50-2шт	4
7102, 7568	Дренажная емкость 5м ³ , 100м ³	2

ЦРП Магат

Номера источника	Наименование источника	Количество
<u>Организованные источники</u>		
0189-0195	Резервуары РВС для нефти	7
0284	Емкость для нефти V-90м3	1
0257	Бензиновая портативная мини электростанция Genpower 275 кВт	1
<u>Неорганизованный источник</u>		
7180	Насосы для нефти	1

УПРЭО Доссор

Номера источника	Наименование источника	Количество
<u>Организованные источники</u>		
0199, 0278	Навиен Котел отопления УПРЭО (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0199, объем газа переходит на резервный котел №0278)	2 (1 резерв)
0286-0287	Котел Буран Ква-950 ЛЖ/ГН (ВВ-930) для отопления тех.снабжения (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0286, объем газа переходит на резервный котел №0287)	2 (1 резерв)

	<i>котел №0287)</i>	
0201-0202,0203-0205,0295,0296,0297,0299	Ремонтно-мастерская цех (РМЦ) ЦПРЭО	9
	Токарные станки, 163 и SN-402- 4шт,	4
	Заточный станок-1 шт,	1
	Вертикально сверлильный станок-1,	1
	Поперечно-строгальный-1шт,	1
	Сверлильно-фрезерный-1 шт,	1
	Долбежный 3,9-4,7 кВт-1шт	1
0264	Бензиновая портативная мини электростанция Genpower 275 кВт	1
0220	Дизельная электростанция	1
<u>Неорганизованный источник</u>		
7105	Сварочный пост ТДМ-502	1
7498	Сварочный пост Импульс 200	1
7106	Пост газорезки	1
7264-7265	Пост газорезки	2
7569	ГРПШ	1

Автоколонна Доссор

Номера источника	Наименование источника	Количество
<u>Организованный источник</u>		
0209-0210	АЗС	1

Доссор АУП

Номера источника	Наименование источника	Количество
<u>Организованные источники</u>		
0229	Дизельная электростанция (ДЭС)	1
0230-0231	Котельная Навиен 535 (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0230, объем газа переходит на резервный котел №0231)	2

Пожарная команда (Доссор)

Номера источника	Наименование источника	Количество
<u>Организованный источник</u>		
0235-0236	Котельная СИГНАЛ КОВ-63 СТ (63кВт) (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0235, объем газа переходит на резервный котел №0236)	2
<u>Неорганизованный источник</u>		
7574	ГРПШ	1

Гостиница

Номера источника	Наименование источника	Количество
<u>Организованный источник</u>		
0237, 0303	Котельная JAGUAR JTV 24(H-RU) (для отопления гостиницы)	2

Служебная квартира

Номера источника	Наименование источника	Количество
<u>Организованные источники</u>		
0238-0239, 0325	Котельная баумак ВУМ-SE 24 (баня служебной квартиры Доссор-1ед) Котельная Navien KDB-535 GTD 58 кВт (общежитие администрации)	3
<u>Неорганизованный источник</u>		
7571	ГРПШ	1

УТГВС

Номера источника	Наименование источника	Количество
<u>Организованный источник</u>		
0240	Котельная КОВ СТ1 СИГНАЛ	1
<u>Неорганизованный источник</u>		
7572	ГРПШ	1

ЭСР Доссор

Номера источника	Наименование источника	Количество
<u>Организованный источник</u>		
0311	Сверлильный станок	1
<u>Неорганизованные источники</u>		
7512	Сварочный пост	1
7513	Пост газорезки	1
7514	Сварочный пост	1

ЭСР Магат

Номера источника	Наименование источника	Количество
<u>Организованные источники</u>		
0307	Передвижной сварочный агрегат с Саг	1
0308	Точильный станок	1
0309	Сверлильный станок	1
0310	Бензиновая станция	1
<u>Неорганизованные источники</u>		
7515	Сварочный пост	1
7516	Сварочный пост	1
7517	Пост газорезки	1

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

Источниками выделенных веществ и абразивной пыли является процесс металлообработки;

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

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

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

Основные производственные технологические показатели на 2025 год по добыче нефти, попутного нефтяного газа, а также фонд скважин по НГДУ «Доссормунайгаз» представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 - Показатели по добычи нефти и попутно нефтяного газа по месторождениям НГДУ «Доссормунайгаз» на 2025 год

Наименование месторождения	Наименование производимой продукции, ед. изм.	Мощность производства по основным видам продукции	Подтверждающий документ по состоянию на 01.08.2023г
		2025г	
НГДУ «Доссормунайгаз»			
Байчунас	Добыча нефти, тыс.т	-	В ликвидации
	Добыча газа, тыс.м ³	-	
	Кол-во скважин, ед.	-	
Карсак	Добыча нефти, тыс.т	28,6	Протокол ЦККР №15/14 от 07-08 ноября 2019г
	Добыча газа, тыс.м ³	-	
	Кол-во скважин, ед.	128	
Кошкар	Добыча нефти, тыс.т	9,4	Протокол ЦККР №8/7 от 26.11.2020г
	Добыча газа, тыс.м ³	-	
	Кол-во скважин, ед.	20	
Алтыкуль	Добыча нефти, тыс.т	22,7	КомГео №27-5-476-И от 23.02.2017г
	Добыча газа, тыс.м ³	-	
	Кол-во скважин, ед.	42	
Ботахан	Добыча нефти, тыс.т	83,6	Протокол ЦККР №33/3 от 27.10.2022г
	Добыча газа, тыс.м ³	3762	
	Кол-во скважин, ед.	84	
Северный Жолдыбай	Добыча нефти, тыс.т	13,0	Протокол КГиН №27-5-105-И от 20.01.2015г
	Добыча газа, тыс.м ³	30	
	Кол-во скважин, ед.	32	
Восточный Макат	Добыча нефти, тыс.т	133,1	Протокол ЦККР №31/13 от 22.09.202г
	Добыча газа, тыс.м ³	16506 (взят общий газ, а не растворенный)	
	Кол-во скважин, ед.	95	
Итого по НГДУ «Доссормунайгаз»	Добыча нефти, тыс.т	298,6	
	Добыча газа, тыс.м³	20298	
	Кол-во скважин, ед.	306	

Примечание: Утвержденные показатели по добычи нефти и попутно нефтяного газа по месторождениям НГДУ «Доссормунайгаз» на 2025 год приложены в приложении 9.

Таблица 8.3 – Баланс газа согласно Программе развития переработки сырого газа на объектах НГДУ «Доссормунайгаз» на 2025 год

Период	Месторождение	Прогнозные показатели по добыче газа, м ³	Поставка газа на УПГ,	Использование газа на собственные нужды, м ³		Технологически неизбежное сжигание сырого газа, (VV) м ³						Объем товарного газа, подаваемого на месторождение Северный Жолдыбай для собственных нужд/ Объем сырого газа, подаваемого на УПГ месторождение Восточный Макат	Объем товарно го газа, подаваемого в систему АО «КазТранс ГазАймак» по существующему газопроводу Макат-Сагыз м ³	% Утилизации	
				Сырой газ	Топливный газ	При подключении скважин или ПНР	При эксплуатации технологического оборудования. Сжигание газа на дежурных горелках и при постоянной продувке факельного коллектора		При техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования		При технологических сбоях				Технологически неизбежное сжигание газа
							Факел ЦППН	Факел УПГ	При ТО и ТР ГС 7 дней	При ППР УПГ					
VI	V1	V6	V7	V8	V9	VV	(V5)								
2025	Восточный Макат	16 004 000	16 004 000		9 964 920		28 548	21 960	114 535	229 080		394 123	5 143 032	501 925	97,5
2025	Ботахан	4 146 000		2 254 931 (Ботахан) 1 741 722 (Карсак)			420		2 352			2772			99,1

8.1 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования НГДУ «Доссормунайгаз»

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

Доставленная на поверхность продукция скважин направляется в выкидную линию, по которой доставляется до групповых групповых замерных установок (ГЗУ), где в замерном производится замер дебита скважин.

ГЗУ являются замерными установками, позволяющими более точно учесть дебит жидкости скважин за счет исключения газовой составляющей при проведении замера.

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

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

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

Технологический процесс подготовки нефти проходит по нижеследующей схеме:

Доссорская группа месторождений

Цех добычи нефти и газа Ботахан

Нефтяная эмульсия с блока гребенки поступает с давлением Р-1,8-2,0 атм в НГС-06 (04) -3000-1 ступени (нефтегазовый сепаратор), где происходит отделение жидкости от газа. На входе НГС добавляется деэмульгатор марки «Ихлас-1», для обезвоживания нефти.

Отделившийся газ с НГС-06 (04) -3000-1 поступает на ГС 1-1,6-800. Газ после очистки на ГС 1-1,6-800 (газовый сепаратор) по газопроводу Ø160x9,1мм, протяженностью 11 км направляется на ЦППН «Карсак», а также для собственных нужд м/р Ботахан (печи подогрева нефти ПТ-16/150 – 3 ед).

Отделившаяся жидкость с НГС-06 (04) -3000-1 поступает в печи подогрева ПТ-16/150 №1, №2, №3. Нагретый жидкость до температуры 25-35°C с печи поступает в ОГ-200 (отстойник горизонтальный с объемом V-200 м³) для отделения воды с жидкости. Отделившаяся вода, поступает в ОПФ-3000 (отстойник с патронными фильтрами с

объемом $V=3000 \text{ м}^3$) и далее поступает в систему ППД.

Отделившаяся нефть из ОГ-200 поступает на КСУ (концевая сепарационная установка). Отделившийся газ после КСУ через счетчик марки «СВГ.М-160» (счетчик газа вихревые) поступает на печь ПП-0,63-1 единиц и на котельную для собственных нужд месторождения Ботахан.

Далее нефтяная эмульсия с КСУ поступает в технологический резервуар РВС №3, объемом $V=1000 \text{ м}^3$. С резервуара РВС №3 через переток с высоты 9,3 м нефтяная эмульсия последовательно подают в технологические резервуары РВС – 700 №1 и в резервуар РВС – 1000 №2. С резервуаров нефть, с обводненностью 2% - 5% и содержанием хлористых солей 4900-6800 мг/л, насосами НБ-125 в количестве 2 ед, через счетчик марки «KROHNE» по нефтепроводу «Ботахан – ЦППН Карсак» ($\text{Ø}219 \times 10 \text{ мм}$, протяженность 11 км) с давлением Р-10-12 атм перекачивается на ЦППН Карсак. Отделившаяся вода с резервуаров №1, №2, №3 сбрасывается в ОПФ-3000.

На ЦППН «Карсак» проводится подготовка нефти месторождения Ботахан, Карсак, Байчунас.

Предварительно обезвоженная нефтяная эмульсия с месторождений Ботахан по нефтяному коллектору $\text{Ø}219 \times 10 \text{ мм}$, протяженностью 11 км, поступает на ЦППН «Карсак», попеременно в резервуары №2 $V=1000 \text{ м}^3$ и №7 $V=2000 \text{ м}^3$.

Нефтяная эмульсия месторождения Ботахан с резервуаров №2, №7 насосами НБ-125 №1,2 прокачивается через печи подогрева нефти ПТ-16/150 №1, №2, с температурой 60 - 65°C и заполняет резервуар №14. Все печи работают на попутном газе, поступающему по газопроводу «Ботахан – ЦППН Карсак». В зимнее время дополнительно подключаются печи ТП – 800 и ППН-3Ж (один в резерве).

После проведения аналитического контроля качества нефти в соответствии СТ РК 1347-2005, подготовленная нефть с резервуара сдается представителям АО «КазТрансОйл». Товарная нефть насосами марки ЦНС 180-340 №1,2 с давлением Р-15-20 атм и содержанием хлористых солей 10-12 мг/л через узел замера «КУУН» (коммерческий узел учета нефти) по нефтепроводу $\text{Ø}219 \text{ мм}$ откачивается в магистральный нефтепровод «Узень – Атырау – Самара».

Цех добычи нефти и газа Карсак (БДН Карсак)

Сборный пункт Карсак

Скважинная продукция эксплуатационных скважин по выкидным линиям поступает в 13 автоматизированные групповые замерные установки марки «АМ 40-14-120» (АГЗУ) №1, №2, №3, №4, №5, №6, №7, №8, №9, №10, №11 центрального участка и в 2 автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) №12, №13 участка Неокомского горизонта. В АГЗУ производится замер дебита жидкости эксплуатационных скважин счетчиком СКЖ.

Нефтяная эмульсия поступает в отстойник горизонтальный ОГ-200 для разделения воды от поступающей жидкости. Отделившаяся вода через фильтр марки «ТС-ФБ ППД» поступает в ОПФ-3000 №4 и ОПФ-3000 №5.

Отделившиеся нефтяная эмульсия поступает на печь подогрева ПП-0,63. Нагретая нефтяная эмульсия с печи для гравитационного отстоя поступает в резервуар вертикальный стальной РВС №5, №6 $V=400 \text{ м}^3$. Отделившиеся нефть с резервуара №5 или №6 по переточенной линии поступает в технологический резервуар РВС №4 $V=568 \text{ м}^3$.

Далее с помощью насосов №1, №2 НБ-125 (1 – «рабочий», 1 – «резервный») перекачивается через узел замера «Promass 80F» в резервуар РВС №8 на ЦППН «Карсак» для дальнейшей подготовки до товарного качества.

Отделившиеся вода с резервуаров РВС №5, №6 $V=400 \text{ м}^3$ поступает в резервуар РВС №2 $V=568 \text{ м}^3$. С резервуара РВС №2 $V=568 \text{ м}^3$ вода с помощью консольных центробежных насосов откачивается в ОПФ №4, №5 и дальше в систему ППД.

Сброс дренажных остатков с ОГ-200 производится через задвижку №68 в ЕП-16, а с НБ-125 №1, №2 на дренажную емкость через задвижки №5, №10. Откачка с ЕП-16 производится с помощью насоса НБ-50.

БДН Байчунас

Сборный пункт

Скважинная продукция по выкидным линиям через нефтепроводной коллектор поступает на емкости № 1, 2 и 3 каждый объемом - 120 м³, где за счет гравитационного отстоя происходит разделение воды и нефти.

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

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

Цех добычи нефти и газа Доссор. БДН Алтыкуль

Продукция скважин месторождения Алтыкуль с АГЗУ №1,2,3,4 поступает на емкость РГС№2 вместимостью 200м³, где происходит разделение воды и нефти за счет гравитационного отстоя.

Часть пластовой воды с РГС№2 сбрасывается в РГС№3 вместимостью 50м³, с РГС№3 поступает на приемную линию насосов НБ-125 №1, (НБ-125 №2 резервный), далее сточная вода проходит счетчик учета воды (расходомер) и затем закачивается через водораспределительный пункт (ВРП - 1ед.) в нагнетательные скважины.

Нефтяная эмульсия, содержащая воду, с емкости РГС №2 поступает на приемную линию насосов НБ-125 №3, (НБ-125 №4 резервный). Далее скважинная продукция проходит через счетчик учета нефти (массомер) откачивается по существующему трубопроводу «Алтыкуль - ППН Алтыкуль» (Ø219мм, протяженность 30 км) для дальнейшей подготовки нефти.

ППН Алтыкуль

На ППН Алтыкуль идет подготовка нефти из месторождения Алтыкуль и Кошкар. Сырая нефть с месторождения Алтыкуль, с содержанием воды 10-15% по нефтепроводу Ø219 мм с протяженностью 30 км, поступает на резервуар № 1 V-4000м³. Учет поступления нефти определяется по расходомеру марки «KROHNE». Нефть с месторождения Кошкар перевозится автоцистернами. Количество объема перевозки определяется соответственно по расходомеру установленного на месторождении Кошкар, указанной на сопровождаемой документации (транспортная накладная). После слива нефти из автоцистерны на дренажную емкость V-60 м³, откачивается поршневым насосом НБ -50 на резервуар №1 объемом 4000м³. В резервуаре № 1 происходит отделение пластовой воды от нефти УДН Кошкар совместно с нефтью УДН Алтыкуль за счет гравитационного отстоя. Поршневым насосом НБ-125 пластовую воду откачивают на утилизационную скважину по водоводу Ø114 мм, с протяженностью 900 м.

Учет откачиваемой пластовой воды и поступившие нефти производятся по градуированной таблице. После определения количества объема нефти на резервуаре № 1, происходит подготовка сырой нефти УДН Алтыкуль и УДН Кошкар. Перекачка сырой нефти происходит поршневым насосом НБ 125, через печь ТП–800.

Расход нефти на собственные нужды определяет с расходомером маркой «Proline Promass 80».

Пресная вода перевозиться автоцистерной и сливается на дренажную емкость. Далее поршневым насосом НБ-50 откачивается на резервуар № 2 V-1000м³. Учет пресной воды производится по градуированной таблице резервуара №2. При подготовке нефти для учета и расхода пресной воды используется емкость V-50м³. С емкости 50м³ для

обессоливания идет дозировка пресной воды насосом К-20/30 и деэмульгатора насосом НД 10/100 на прием насоса НБ-125. После системы подготовки нефти нефтяная эмульсия поступает на резервуар № 3 V-2000м³. После подготовки нефти происходит отделение воды от нефти. Подтоварную воду с поршневым насосом НБ-125 откачивает на утилизационную скважину. Расход откачиваемой подтоварной воды определяет по градуированной таблице резервуара №3. После слива подтоварной воды определяется контрольная проба на содержание солей не более 100 мг/л.

Совместно с представителями АНУ производится отбор арбитражной пробы по обоюдному соглашению идет порядок и сдача нефти. Далее товарная продукция насосами ЦНС-60/198 откачивается через трубопровод АО «КазТрансОйл. По окончании составляется акт откачки товарной нефти.

БДН Кошкар

Сборный пункт Кошкар

Продукция скважины с ГЗУ №1,2 поступает в сборный пункт на ОГ – 125, где за счет гравитационного отстоя происходит разделение воды и нефти. Пластовая вода с ОГ-125 через фильтр сбрасывается в РГС №2 объемом V-100м³, с РГС№2 поступает на приемную линию насосов типа 9 МГР №1, (9 МГР №2 резервный). Далее пластовая вода через расходомер воды марки «Promag 50W80» закачивается в нагнетательные скважины (3 скважины).

Нефть с ОГ-125 содержанием воды (10-15%) через линию перетока поступает на емкость РГС№1 объемом V-100м³. Нефть РГС №1 объемом V-100м³ поступает на приемную линию насосов НБ-50 №3, (НБ-50 №4 резервный). Нефтяная эмульсия давлением через счетчик учета нефти поступает на автоналивную эстакаду заливается в АЦН для перевозки к дальнейшей подготовки нефти ППН Алтыкуль.

При ремонте и аварийных работах на РГС №1, 2 сброс жидкости производится на дренажную емкость объемом V-15м³. Жидкость из дренажной емкости откачивается насосами НБ-50 №3, 4 в коллектор ГЗУ №1.

С РВС №2 часть пластовой воды сбрасывается на резервуар РВС № 1 V-700 м³, далее подается на прием насоса (9МГР – 2 ед.) и затем закачивается в нагнетательные скважины.

Расстояние от месторождения ППН Алтыкуль до месторождения Кошкар – 30км.

В ППН Алтыкуль производится подготовка добытой нефти до товарного качества месторождения Алтыкуль и Кошкар.

Совместно с представителями АНУ производится отбор проб и сдача нефти. Далее товарная нефть насосами марки ЦНС 60/198 откачивается через трубопровод АО «КазТрансОйл».

Пластовая вода, отстоявшаяся от механических примесей и нефтепродуктов с РВС№1 насосами НБ-125 закачивается в целях утилизации в нагнетательные (утилизационные) скважины в количестве 3 единиц №15, №44, №54 полигона Комсомольское.

Наблюдение за процессом утилизации сточных вод ведется 2 наблюдательными скважинами №42 и №53.

Цех по подготовке и перекачки нефти Карсак – Ботахан - Байчунас

На ЦППН «Карсак» проводится подготовка до товарной кондиции и сдачи нефти месторождения Ботахан, Карсак, Байчунас по следующей технологической схеме:

Предварительно обезвоженная нефтяная эмульсия с месторождений Ботахан по нефтяному коллектору Ø219x10мм, протяженностью 11км, поступает на ЦППН Карсак, попеременно в резервуары №2 V-1000м³ и №7 V-2000м³.

Предварительно подготовленная нефтяная эмульсия месторождений «Байчунас» доставляются нефтеналивными автоцистернами на ЦППН Карсак и сливаются в дренажную емкость. После отбора проб на процент обводненности и учета объема доставляемой нефти, насосной установкой НБ – 125 №6 перекачивают в резервуар №7 V-

2000м³, №8 V-2000м³ (по графику). Далее процесс подготовки проходит вместе с нефтью Ботахан.

Нефтяная эмульсия месторождения Карсак по нефтяному коллектору Ø219x8мм, протяженностью 2,5 км, поступает на ЦППН Карсак в резервуары №8 V - 2000м³. Оттуда насосом НБ-125 №3 откачивают через печи подогрева, в зимнее время через ППН-3Ж или ТП-800 (один из них в резерве) и ПТ-16/150 №4 в резервуар №14. В летнее время используется печи ПТ-16/150 №3,4.

Нефтяная эмульсия месторождения Ботахан с резервуаров №2, №7 насосами НБ-125 №1,2 прокачивается через печи подогрева нефти ПТ-16/150 №1, №2, с температурой 60 - 65°C и заполняет резервуар №14. Все печи работают на попутном газе, поступающему по газопроводу «Ботахан – ЦППН Карсак». В зимнее время дополнительно подключаются печи ТП – 800 и ППН-3Ж (один в резерве).

Перед печами в нефтяной поток на прием насоса с БР – 2,5 подается деэмульгатор марки «Ихлас-1» с удельным расходом 120г/т, а также подогретая пресная вода, через ПП-0,63, в объеме 10 – 12% (55 м³/сут).

В технологическом резервуаре №9, куда через маточник и водяную подушку из пресной воды поступает нагретая нефть с промывочной водой, происходит полное обезвоживание и обессоливание смеси нефти 3-х месторождений. С технологического резервуара №9 по перетоку высотой 6,4м нефть поступает в резервуар №1 V-1000м³, а с него через печь нагрева ПТ-16/150М №5 в один из коммерческих резервуаров №10, 11, 12.

После проведения аналитического контроля качества нефти в соответствии СТ РК 1347-2005, подготовленная нефть с коммерческих резервуаров сдается представителям АО «КазТрансОйл» и насосами ЦНС 180-340 №1,2 с давлением P-15-20 атм и содержанием хлористых солей 10-12 мг/л через узел замера «КУУН» (коммерческий узел учета нефти) по нефтепроводу Ø219мм откачивается в магистральный нефтепровод «Узень – Атырау – Самара».

Пластовая вода с резервуаров №1,2,7,8,9 насосом типа НБ-125 №4 откачивается в сборный пункт месторождения Карсак.

ППН Алтыкуль

На подготовке и перекачке нефти Алтыкуль производится подготовка скважинной продукции месторождения Алтыкуль и Кошкар. Нефтяная эмульсия месторождения Алтыкуль, с содержанием воды 68-70% по нефтепроводу Ø219 мм с протяженностью 30 км, через запорную арматуру №46 поступает в резервуар № 1 объемом 4000м³. Учет поступлений общей жидкости определяется по расходомеру марки «KROHNE» (Запорная арматура входа/выхода 73/71). Нефтяная эмульсия месторождения Кошкар перевозится автоцистернами. Количество объема перевозки определяется по расходомеру установленного на месторождении Кошкар, указанной на сопровождаемой документации (транспортная накладная). После слива нефти из автоцистерны в дренажную емкость 100 м³, с дальнейшей откачкой насосной установкой НБ -50 №5, №6, давлением P= 5-10 атм в резервуар №1 объемом 4000 м³. В резервуаре № 1 производится за счет гравитационного отстоя отделение пластовой воды от нефти с месторождения Кошкар, Алтыкуль. Поршневым насосом НБ-125 (зап/арм 25/24) №3, №4 (зап арм 22/23), при давлении P= 10-15 атм. пластовую воду перекачивают через расходомер марки «Promag 50W80» по водоводу Ø114 мм на скважины утилизационного фонда, с протяженностью 900 м. Учет перекачиваемой пластовой воды замеряется по расходомеру типа «Promag 50W80». Учет поступившие нефти производятся по градуировочной таблице резервуара №1. После определения количество объема нефти на резервуаре № 1, производится подготовка нефти с м/р Алтыкуль и м/р Кошкар. Перекачка сырой нефти производится с поршневым насосом НБ 125 №1, (зап арм 1/2) №2 (зап арм 3/4), при давлении P= 10-15 атм. Нефтяная эмульсия через печь трубчатая для нагрева нефти ПТНН-1000 или трубчатая печь ТП-800, где нагревается до температуры 60°-70°C. Расход нефти на собственные нужды замеряется расходомером маркой «Promass 80».

Пресная вода перевозится автоцистерной и сливается на дренажную емкость 60м³, 60м³, 100м³, дальше с поршневым насосом НБ-50 №3, №4, при давлении P= 5-10 атм откачивается на горизонтальную емкость РГС-50 для пресной промывочной воды. При подготовке нефти на ступень обессоливания в нефтяной коллектор до печей, насосом К20/30 №7, №8, при давлении P= 3-4 атм подается 10-20% пресной воды. Расход пресной воды производится по градуировочной таблице емкости РГС- 50 м³. Также с реагентного блока БР-2,5 насосом НД 10/100, при давлении P= 0,8-1 атм. дозируется деэмульгатор марки «» с удельным расходом: летом-170 г/т, зимой-210 г/т, средний удельный расход составляет -190 г/ т. Далее подогретая нефть поступает на отстой в товарный резервуар №2 1000 м³ и за счет гравитационного отстоя происходит отделение воды от нефти. Подтоварную воду с поршневым насосом НБ-50 №5, №6, при давлении P= 10-15 атм откачивают в резервуар №1 объемом 4000 м³. После дренирования подтоварной воды, с помощью товарных операторов отбирается контрольная проба, при достижении содержания хлористых солей в нефти до 100 мг/л, нефть сдается представителям АНУ.

Совместно с представителями АНУ производится отбор арбитражной пробы по обоюдному соглашению идет порядок и сдача нефти. Далее товарная нефть насосами ЦНС 38/120 или НБ-125 перекачивается на трубопровод «КазТрансОйл». Учет откачиваемой нефти происходит по градуированной таблице резервуара №2. По окончании составляется акт откачки товарной нефти.

Макальская группа месторождений.

БДН Восточный Магат. ЦППН В.Магат.

Газожидкостная смесь со всех АГЗУ поступает на УПОГ (установка предварительного отбора газа) и поступает на НГС 1-й ступени.

В нефтегазосепараторе производится отделение газа от жидкости. Отделившийся газ подается на газосепаратор (ГС-1 и ГС-3). Далее газ подается на УПГ (Установка подготовки газа). Жидкость с НГС-1 с небольшим содержанием газа поступает на ОБН-3000, где происходит отстой нефтяной эмульсии и сброс пластовой воды.

Отделившаяся вода поступает в ОПФ-3000 (отстойник с патронными фильтрами), где производится очистка попутно-добываемой воды от механических примесей и остаточных нефтепродуктов.

Далее попутно-добываемая вода поступает на резервуар РВС № 8 V-1000м³. Из резервуара №8 V-1000м³ пластовая вода подается на вход насосов (ППД) марки ЦНС-180/340 в кол-ве 2-единиц и ЦНС-180/212 1-единиц для закачки воды через водораспределительные пункты в кол-ве 3-единиц в нагнетательные скважины. Также с резервуара №8 сточная вода подается на прием насосов типа ЦНС-60/198-2-единиц. Этими насосами подается на емкости (V-50м³-3-ед.) для закачки насосами марки СИН-50-1-единиц и ГНК в кол-ве 1-единиц в нагнетательные скважины пермотриасового горизонта №61н, №67н, №68н, №71н.

С УПГ очищенный газ подается:

- на печи подогрева нефти ПТ 16/150М (4-ед);
- на печи подогрева воды ПП-0,63 (2-ед);
- для отопления социально бытовых объектов;
- на месторождение «Северный Жолдыбай»;
- АО «КазТрансГазАймак».

Нефтяная эмульсия с ОБН-3000 с небольшим содержанием газа и воды поступает на НГС-2-й ступени (КСУ) для полного отделения газовых паров в нефти.

Нефтяная эмульсия с КСУ поступает в резервуар № 5, V-1000 м³. С резервуара №5 V-1000 м³ насосами марки ЦНС-60/66-1-единиц, ЦНС-60/198-1-единиц, и ЦНС-38/110-1-единиц, через печи подогрева ПТ 16/150 в кол-ве 2-единиц откачивает в резервуар №6 V-1000м³. Нефтяная эмульсия повторно промывается, проходя через водяную подушку из технологической воды высотой h-5 м и через переточную линию

высотой $h=8,3$ м подается в товарные резервуары РВС №7 $V=2000$ м³ и РВС № 9 $V=1000$ м³. Подтоварная вода с товарных резервуаров сливается в подземную дренажную емкость типа ЕП-16. По мере наполнения емкостей ЕП-16, жидкость дренажным насосом марки НВ-50/50 №2 откачивается на ОБН-3000. Для обессоливания нефти используется пресная вода с РВС №10 $V=1000$ м³. Для подогрева пресной воды используется печь ПП-0,63-2-единиц. Подогретая до $T=60^{\circ}\text{C}$ вода насосами К-80/50/200 4-единиц подается на выход насосов типа ЦНС-60/66-1-единиц, ЦНС-60/198-1-единиц и ЦНС-38/110-1-единиц, в $V=12\%$ от объема нефти. На выходе с РВС №5 производится дозировка химического реагента марки деэмульгатор «Пральт-11, Марка А-2» через блок БР-2,5. С резервуаров РВС № 7, 9 производятся отбор проб для анализа в химическую лабораторию. После определения анализа, товарная нефть с содержанием хлористых солей не более 100 мг/л центробежными насосами типа ЦНС 180/340-2-единиц через печь подогрева ПТ 16/150-1-единиц. откачивается по нефтепроводному коллектору $\varnothing 219 \times 8$ мм, протяженностью 11 км на ЦРП (Центральный резервуарный пункт) Макат для сдачи представителям НПС Макат.

На ЦППН Восточный Макат через сборный пункт Северный Жолдыбай транспортируется и подготавливается скважинная продукция месторождений Уаз (Уаз Западный, Восточный, Северный) и Кондыбай НГДУ «Кайнармунайгаз». Нефтяная эмульсия месторождений Уаз и Кондыбай с нефтью Северный Жолдыбай откачивается по трубопроводу «Северный Жолдыбай – Восточный Макат». Нефтяная эмульсия проходит в печь ПТ 16/150 №3 и поступает в резервуар №4, $V=1000$ м³ ЦППН Восточный Макат. В резервуаре № 4 $V=1000$ м³, имеется подушка технологическая воды, высотой 5 м. Нефтяная эмульсия промывается через эту подушку и с переточного уровня высотой $h=7$ м., подается в товарные резервуары РВС №1 $V=700$ м³, РВС № 11 $V=1000$ м³.

После результатов анализа, товарная нефть с содержанием хлористых солей не более 100 мг/л центробежными насосами типа ЦНС-180/340 в кол-ве 2-единиц перекачивается по нефтепроводному коллектору $\varnothing 219 \times 8$ мм, протяженностью 11 км на ЦРП Макат для сдачи представителям НПС Макат.

На ЦРП «Макат» товарная нефть поступает в товарные резервуары №1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 $V=2000$ м³. После получения результатов анализов пробы нефти на соответствие требований качества СТ РК 1347-2005 производится сдача нефти.

БДН Северный Жолдыбай

Газожидкостная смесь с АГЗУ №1, №2, №3 поступает на НГС 1-й ступени. На входе в НГС производится подача деэмульгатора марки «Рандем V-2204» с удельным расходом 170 г/т. В нефтегазосепараторе НГС-1 происходит разгазирование нефтяной продукции. Отделившийся газ для осушки поступает в газосепаратор, а затем через распределительный шкаф используется на собственные нужды.

Водонефтяная эмульсия с нефтегазосепаратора поступает на печь подогрева ПТ 16/150 и заполняет горизонтальный отстойник ОГ-200, где происходит предварительное обезвоживание нефти. В качестве топлива в печах подогрева нефти ПТ-16/150 №1, №2 используется газ, поступающий по газопроводу «Восточный Макат-Северный Жолдыбай».

Отделившаяся подтоварная вода сбрасывается на ОПФ-3000 (отстойник с патронным фильтром), где производится отделение условленной нефти от воды. После отстоя подтоварная вода поступает в водяной резервуар №4, откуда насосами типа ЦНС 60/330 №1, №2 закачивается в систему ППД в нагнетательные скважины через водораспределительные пункты ВРП №1, №2.

Нефтяная эмульсия с отстойника ОГ-200 поступает на 2 ступень сепарации НГС-2 (КСУ) для полного отделения газа от нефти – дегазацию. Отделившийся из нефти газ отводится в общую газоуравнительную систему.

С нефтегазосепаратора НГС-2-ой ступени нефтяная эмульсия поступает в резервуар №3 оборудованный специальным маточником, через водяную подушку из

пластовой воды высотой 180-190 см.

На резервуаре №3 имеется два перетока:

- верхний переток 4,00 метра с поступлением нефти поступает в товарный резервуар №1;
- нижний переток 2,00 метра поступает на повторную деэмульсацию консольными насосами типа К 80- 65-160 №1, 2, 3 и поступает на печь подогрева ПТ-16/150М №2 с температурой 80°С. Далее скважинная продукция поступает обратно через на РВС №3.

С резервуара №3 подготовленная нефть поступает в товарный резервуар №1 V=1000м³ на отстой. После отстоя производится отбор проб нефти на аналитический контроль качества продукции. Подготовленная товарная нефть поступает на прием буровых насосов НБ-125 №1, №2 и перекачивается по коллектору, Ø219x8мм, протяженностью 22 км в центральный пункт подготовки нефти (ЦППН) Восточный Макат для дальнейшей подготовки и сдачи потребителю АО «КазТрансОйл».

Согласно технологическому регламенту, составленный между НГДУ «Доссормунайгаз» и НГДУ «Кайнармунайгаз», на СП «Северный Жолдыбай» подготавливается и транспортируется нефти месторождения «Уаз» и «Кондыбай» НГДУ «Кайнармунайгаз». Нефти месторождения «Уаз» и «Кондыбай» по трубопроводу «Уаз – Северный Жолдыбай» откачивается на СП Северный Жолдыбай через счетчик марки «OPTIMAS» и поступает в резервуар №2, V-1000м³. После отстоя отбирается проба нефти. Если качества нефти соответствует требованию технологического регламента, то нефть откачивается по нефтепроводному коллектору «Северный Жолдыбай–Восточный Макат», Ø219x8мм в центральный пункт подготовки нефти (ЦППН) «Восточный Макат» для дальнейшей подготовки и сдачи потребителю АО «КазТрансОйл».

При несоответствии нефти с резервуара №2 отбирается насосом марки К-80-50-200 №3 и перекачивается в резервуар №3. Далее подготавливается вместе с нефтью Северный Жолдыбай.

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

Попутный добываемый газ, насыщенный водой из цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН) поступает во входной газовый двухфазный сепаратор низкого давления V-101, где происходит отделение жидкости, мех. примеси из газа с давлением P=0,6–2,5 бар и температурой t=20-40°С. После сепарации, газ поступает в сепаратор приема I-ой ступени V-2001A/B, где происходит отделение жидкости, мех. примеси от газа. Жидкость, отделившаяся в сепараторе I-ой ступени V–2001A/B по мере наполнения уровня перекачивается в сборник жидкости АВJ–1200. Газ из сепаратора I-ой ступени V-2001A/B направляется в резервуар пульсации V–2002A/B, где стабилизируется пульсация газа и далее направляется в компрессорные цилиндры первой ступени.

В компрессорных цилиндрах первой ступени газ сжимается от 0,6 бар до 3,5 бар и нагревается от 15°С до температуры 124°С, далее газ поступает в резервуар пульсации V – 2003A/B, где происходит стабилизация пульсации газа. Далее сжатый газ перекачивается по трубам в секцию охлаждения I-ой ступени воздушного холодильника (АВО) E–2001A/B, где охлаждается от 124°С до 55°С посредством потока воздуха, нагнетаемого вентилятором с механическим приводом. Трубопровод от резервуара пульсации V–2003A/B до секции охлаждения I-ой ступени воздушного холодильника (АВО) E–2001A/B снабжен предохранительным клапаном, который срабатывает при давлений выше 4,14 бар и сброс газа производится через факельный сепаратор V–105 на факельный ствол S – 101.

Охлажденный газ после секции охлаждения I-ой ступени воздушного холодильника (АВО) E–2001A/B поступает в сепаратор II-ой ступени V–3001A/B с давлением 2-3,5 бар и температурой 40-55°С, где вновь происходит отделение жидкости, мех. примеси от газа. Жидкости отделившаяся после II-ой ступени компрессии по мере

наполнения уровня в сепараторе V-3001A/B перекачивается во входной газовый сепаратор V-101. Также предусмотрена откачка жидкости из сепаратора ручным шаровым краном №3001A/B в сборник жидкости АВJ-1200.

Далее газ подается из сепаратора II-ой ступени V-3001A/B в резервуар пульсации II-ой ступени V-3002A/B, где стабилизируется пульсация газа. Далее попутный газ направляется в компрессорные цилиндры II-ой ступени. В компрессорных цилиндрах II-ой ступени, где также происходит компрессия газа с 2-3,5 бар до 6-8 бар перед её отправкой в резервуар пульсации V-3003A/B на линии нагнетания II-ой ступени. Давление в резервуаре пульсации V-3003A/B и на линии нагнетания II-ой ступени составляет 6-8 бар, и температура 80-109°C. Далее газ направляется в секцию охлаждения II-ой ступени воздушного холодильника (АВО) E-3001A/B, где охлаждается от 80-109°C до температуры 40-55°C потоком воздуха, нагнетаемого вентилятором с механическим приводом. Трубопровод от резервуара пульсации V-3003A/B до секции охлаждения II-ой ступени воздушного холодильника (АВО) E-3001A/B, снабжен предохранительным клапаном, который срабатывает при давлении выше 8,27 бар и сброс газа производится через факельный сепаратор V-105 на факельный ствол S-101.

Далее, газ поступает в сепаратор III-й ступени V-3004A/B с давлением 6-8 бар и температурой 40-55°C, где вновь происходит отделение жидкости, мех. примеси от газа. Жидкости отделившаяся после III-й ступени компрессии по мере наполнения уровня в сепараторе V-3004A/B перекачивается во входной газовый сепаратор V-101.

Из сепаратора III-й ступени V - 3004A/B газ подается в резервуар пульсации на линии всасывания III-й ступени V-3005A/B, далее поступает в компрессорные цилиндры III - й ступени, где газ сжимается до 10 -13,5 бар и направляется в резервуар пульсации на линии нагнетания III-й ступени V-3006A/B. Давление на линии нагнетания после резервуара пульсации V-3006A/B составляет 10-13,5 бар и температура 80-101°C. Далее, как и в предыдущих ступенях, газ перекачивается в секцию охлаждения III-й ступени воздушного холодильника (АВО) E-3002A/B, где охлаждается до температуры 40-55°C потоком воздуха, нагнетаемого вентилятором с механическим приводом. Трубопровод от резервуара пульсации V-3006A/B до секции охлаждения III-й ступени воздушного холодильника (АВО) E-3002A/B, снабжен предохранительным клапаном, который срабатывает при давлении выше 14,5 бар и сброс газа производится через факельный сепаратор V-105 на факельный ствол S-101.

Сжатый газ после газовых компрессоров K-4001 A/B, с давлением 10-13,5 бар и температурой 40-55°C поступает в нижнюю часть гликолевой абсорбционной колонны С-101, необходимый для очистки от избыточной воды и тяжелых углеводородов, которые могут вызвать вспенивание в гликолевой абсорбционной колонне.

Неосушенный газ поднимается вверх по колонне С-101 с нижней части, а регенерированный ТЭГ из установки регенерации ТЭГ, центробежными насосами Р-102 А/В подается в ее верхнюю часть, в тарелку №1 с давлением Р-14-15,2 бар и с температурой 40-55°C для осушки газа до точки росы по воде минус 20°C. Регенерированный ТЭГ проходит через поток с влажным газом и поглощает воду из газового потока.

Осушенный газ с давлением Р-10-13,5 бар и с температурой 40-55°C выходит из гликолевой абсорбционной колонны С-101 через отбойный элемент, расположенный в верхней внутренней части колонны и служащий для снижения уноса увлеченного ТЭГ, и проходит через охладители ТЭГ Е-101, где температура газа увеличивается до 60-65°C. Далее газ направляется на узел учета и одоризатор. На узле учета товарный газ одорируется и замеряется. Затем направляется к трем потребителям:

- с давлением Р-10 бар в трубопровод "КазТрансГазАймак";
- с давлением Р-6 бар в трубопровод м/р "Сев.Жолдыбай";
- с давлением Р-2 бар в трубопровод на ЦППН "В.Макат".

Насыщенный гликоль выходя из нижней части гликолевой абсорбционной колонны С-101 проходит конденсатор колонны гликоля Е-104, который расположен сверху стальной колонны С-102 над ребойлером Е-103, где ТЭГ предварительно нагревается до температуры 60-68°С. Подогретый насыщенный ТЭГ из конденсатора колонны гликоля Е-104 поступает в сборник ТЭГ V-104. Насыщенный ТЭГ кроме влаги также содержит, некоторые легкие фракции, такие как метан, который неизбежно поглощается вместе с водой по причине тесного взаимодействия ТЭГ и поступающего газа под высоким давлением. В сборнике ТЭГ V-104 происходит отделение ТЭГ от легких углеводородов увлеченные в растворе. Легкие углеводороды, отделившиеся от ТЭГ выходит через верхнюю часть V-104 и поступает в трубопровод топливного газа.

Насыщенный ТЭГ из сборника ТЭГ V-104 направляется к рукавному фильтру F-101, где очищается от механических примеси. Далее ТЭГ направляется к фильтру с активированным углем F-102, где происходит очистка от тяжелых углеводородов и поверхностно-активных растворимых примесей, таких как смазочные масла. После фильтра F-102 насыщенный ТЭГ через поступает пластинчатый теплообменник Е-102, где нагревается за счет теплообмена горячим регенерированным раствором до температуры 130-149°С. С теплообменника поступает в ребойлер Е-103 через стальную колонну С-102. Стальная колонна С-102—это колонна с насадками, которая работает при атмосферном давлении с максимальной температурой до 180-202°С. Основная цель колонны состоит в том, чтобы минимизировать потери ТЭГ в составе паров, отводимых с верха колонны, путем взаимодействия паров из ребойлера Е-103 насыщенным раствором поступающего из сборника ТЭГ V-104.

Насыщенный ТЭГ нагревается в ребойлере Е-103 с помощью нагревателя с прямым обогревом. Таким образом, вода отделяется от ТЭГ. Очищенный ТЭГ называется регенерированным. Пары и оставшиеся легкие углеводороды из ребойлера Е-103 проходит через стальную колонну С-102, конденсатор колонны Е-104 отдавая свое тепло и частично конденсируясь сбрасывается в атмосферу. Внутренняя перегородка в ребойлере Е-103 поддерживает уровень гликоля выше трубного пучка в подогревателе.

Регенерированный ТЭГ перетекает за пределы перегородки и с нижней части ребойлера Е-103 направляется на прием насосов Р-102А/В и через пластинчатый теплообменник Е-102. В пластинчатом теплообменнике Е-102 регенерированный ТЭГ охлаждается до температуры 100-123°С за счет насыщенного ТЭГ проходящего противопотоком. Насос Р-102А/В перекачивает регенерированный ТЭГ на теплообменник Е-101А/В, где регенерированный ТЭГ охлаждается до температуры 60-65°С за счет осушенного газа, поступающего с верхней части гликолевой абсорбционной колонны С-101. Далее регенерированный ТЭГ подается в верхнюю часть гликолевой абсорбционной колонны С-101. Топливный газ на горелку ребойлера Е-103 подается из коллектора осушенного газа. Откачка жидкости из факельного сепаратора V-105 насосами Р-103А/В в сборник жидкости АВJ-1200. Откачка жидкости из сборника жидкости АВJ-1200 производится насосами Р-101А/В на ЦППН.

ЦРП Макат

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

На ЦРП Макат товарная нефть с м/р Северный Жолдыбай, Макат, Восточный Макат и Уз (НГДУ «Кайнармунайгаз») поступает по нефтепроводу Северный Жолдыбай – ЦППН Макат - ЦРП Макат, диаметром 219х8мм, протяженностью 31 км.

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

По НГДУ «Доссормунайгаз» рассматривается сжигание газа на факелах по категориям В7, В8.

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

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

На месторождениях С.Жолдыбай и Ботахан планируется сжигание газа согласно протоколу ПРППГ по категориям В7и В8. Разрешение сжигание газа приведены в приложении 10.

Площадка ЭСР «Доссор»

На площадке имеется сварочный пост. Расход электрода МР – 4 составляет 150кг в год, МР – 3 составляет 60 кг в год, УОНИ 13/45 – 20 кг в год.

Для газовой резки металлов предусмотрен пост газовой резки. Время работы 360 ч/год.

Для механической обработки металлов имеется 1 сверлильный станок, время работы -63 ч/год.

Площадка ЭСР «Макат»

На территории площадки задействован передвижной сварочный агрегат ГД4006У2. Расход топлива составляет 10,8 т. Расход электродов МР–3, МР-4 и УОНИ-13/45 составляет по 60 кг в год.

Для ручной дуговой сварки установлен 1 сварочный пост. Используемый материал – электроды МР–3, МР-4 и УОНИ-13/45. Расход каждого электрода по 60 кг в год.

Для газовой резки металлов предусмотрен пост газовой резки. Время работы 360 ч/год.

Для механической обработки металлов имеются: 1 точильный станок, время работы 60 ч/год и 1 сверлильный станок, время работы -60 ч/год.

Также для электроснабжения на площадке имеется бензиновая станция ЕСО 8990Е. Расход топлива 2 т/год.

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

Источники выбросов вредных веществ в атмосферу не оснащены установками очистных газов.

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

На сегодняшний день технологии, технического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню в стране и мировому опыту на месторождении не применяются.

8.4 Перспектива развития предприятия

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

8.5 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета норматива нормативов допустимых выбросов представлены в виде таблицы 8.4. Таблица составлена с учетом требований приложения 1 Приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду».

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов на 2025 приложено в приложении №2.

8.6 Характеристика аварийных и залповых выбросов

Залповые выбросы, как сравнительно непродолжительные и обычно во много раз превышающие по мощности средние выбросы, присущи многим производствам. Их наличие предусматривается технологическим регламентом и обусловлено проведением отдельных (специфических) стадий определенных технологических процессов.

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

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

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

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

Характеристика залповых выбросов составлена в виде таблицы Приложения 2 к Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду №63.

Таблица 8.4 - Перечень источников залповых выбросов

Наименование производств (цехов) и источников выбросов	Наименование вещества	Выбросы веществ, г/с		Периодичность, раз/год	Продолжительность выброса, час, мин.	Годовая величина залповых выбросов,
		по регламенту	залповый выброс			
1	2	3	4	5	6	7
Залповые выбросы отсутствует.						

8.7 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, представляют в виде таблицы Приложения 7 к Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду №63.

Таблица 8.5 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0,04		3	0,27899993	1,7880481	44,7012025
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0,01	0,001		2	0,009715621	0,0473399	47,3399
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)		0,001	0,0003		1	0,00090067	0,00067671	2,2557
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	3,99970533005	34,9892221828	874,730555
0302	Азотная кислота (5)		0,4	0,15		2	0,00172666	0,02291536	0,15276907
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	2,87380002001	24,0734805021	401,224675
0322	Серная кислота (517)		0,3	0,1		2	0,0000946	0,0001363	0,001363
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,984448628	3,32528637	66,5057274
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	2,931367632	32,235913902	644,718278
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,0131332948	0,2336371428	29,2046429
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	16,534832987	96,12620489	32,0420683
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,0035775	0,012548	2,5096
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	0,01094645	0,032715	1,0905
0410	Метан (727*)				50		1,7046270827	23,6398328959	0,47279666
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		6,4198371526	105,086501739	2,10173003
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		1,1145675593	24,806476305	0,82688254

0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров)		1,5			4	0,02646135	0,00006832	0,00004555
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,035421459	0,32549882	3,2549882
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,0065470021	0,10228703	0,51143515
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,073265994	0,77746437	1,29577395
0627	Этилбензол (675)		0,02			3	0,00063755	0,00000168	0,000084
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,00000069	0,00000052	0,52
1129	Триэтиленгликоль (3,6-Диоксаоктан-1,8-диол) (1290*)				1		0,29479788	4,6865788	4,6865788
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0,03	0,01		2	0,065433138	0,61151749	61,151749
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,065433141	0,61151749	61,151749
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)		0,00005			3	0,002867936	0,045592573	911,85146
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)		5	1,5		4	0,10940064	1,190668	0,79377867
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	5,240710338	74,17439089	74,1743909
2902	Взвешенные частицы (116)		0,5	0,15		3	0,17327	0,75626437	5,04176247
2904	Мазутная зола теплоэлектростанций /в пересчете на ванадий/ (326)			0,002		2	0,009144637	0,145377774	72,688887
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	0,004727668	0,01442	0,1442
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0,04		0,0288	0,0843696	2,10924
2978	Пыль тонко измельченного резинового вулканизата из отходов подошвенных резин (1090*)				0,1		0,0226	0,044748	0,44748
	ВСЕГО:						43,0418	429,9917	3349,70199

Далее представлены объем валовых выбросов по промплощадкам НГДУ «Доссормунайгаз».

Таблица 8.6 - Валовые выбросы по промплощадка

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год, (М)
ЦДНГ Ботахан				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо)	3	0,02708622	0,257782
0143	Марганец и его соединения	2	0,00124194	0,009364
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,13589402	1,07682464
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,12320487	0,90364539
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,0231301	0,11483991
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	3	0,03150204	0,23519153
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00148647	0,02936498
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	4	0,28717976	2,37785593
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,0003653	0,0024
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,00080366	0,00528
0410	Метан (727*)		0,22410401	3,3250372
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,45033128	14,060247
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (0,04188701	3,0659134
0602	Бензол (64)	2	0,00054104	0,04203021
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,0001683	0,01321
0621	Метилбензол (349)	3	0,0003366	0,02642
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид)	2	0,0036306	0,0264
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0036306	0,0264
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88)	3	0,00039758	0,00632044
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,0363062	0,264
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)	3	0,00034094	0,00224
В С Е Г О :			1,3935685	25,870767
Бригада ПРС				
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,30221755	2,4688265
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,68240801	4,043304
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,06722035	0,46
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	3	0,88166224	3,072
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,0000662	0,00001163
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	4	2,09217682	7,3575
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,0797862	0,0135632
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (0,0295913	0,00503
0602	Бензол (64)	2	0,0003865	0,00007
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,0001214	0,00002299
0621	Метилбензол (349)	3	0,000243	0,00005
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид)	2	0,00779948	0,0864
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,00779948	0,0864
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,07799469	0,864
В С Е Г О :			4,2294732	18,457178

Автоколонна Ботакан				
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,00001098	0,00004714
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0,00390902	0,0167827
В С Е Г О :			0,00392	0,0168298
БДН Карсак				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,02357912	0,23498
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00076867	0,006288
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,04352135	1,00816907
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,0104976	0,75294197
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,00885382	0,09050322
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,0028408	0,18912803
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00034394	0,00513178
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	4	0,12523078	2,00582482
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,00018067	0,0012
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,00039747	0,00264
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,46050632	6,9328928
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,0214104	0,19645261
0602	Бензол (64)	2	0,0002794	0,0025629
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,0000878	0,0008055
0621	Метилбензол (349)	3	0,0001756	0,0016109
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,00020492	0,0216
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,00020492	0,0216
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,00001001	0,00015909
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	2,09925158	33,5510507
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)	3	0,00016862	0,00112
В С Е Г О :			2,7985138	45,026661
ППН Карсак				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,02106355	0,164995
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00038002	0,00287
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,086566634	0,86702562
0302	Азотная кислота (5)	2	0,00043333	0,00456768
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,051137694	0,53639066
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,00569217	0,06
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,014313691	0,15481145
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,0003697	0,01387152
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,316002412	3,7385581

0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,00025114	0,00165
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,00005708	0,000375
0410	Метан (727*)		0,30055642	4,00895843
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,33474271	14,9913395
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,03856492	4,21530188
0602	Бензол (64)	2	0,0005	0,05494
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,00016	0,01727
0621	Метилбензол (349)	3	0,01115333	0,148722
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,001366117	0,0144
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,00136612	0,0144
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,00009859	0,0015673
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	4	0,02166667	0,228384
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,0136612	0,144
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)	3	0,00010654	0,0007
ВСЕГО :			1,22021	29,385098
БДН Алтыкуль				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,02363106	0,235325
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00076867	0,006288
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,39969173	2,83488
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,50283242	3,51
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,06446569	0,45
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,12893139	0,9
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,0003283	0,0063856
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,3376804	2,40518
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,00018067	0,0012
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,00039747	0,00264
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		1,3429495	6,2749914
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,0462588	1,273101
0602	Бензол (64)	2	0,0006059	0,01663
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,0001916	0,005224
0621	Метилбензол (349)	3	0,0003831	0,010448
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,01547176	0,108
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,01547176	0,108
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	1,23783747	18,2990054
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись	3	0,00016862	0,00112

	кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)			
ВСЕГО :			4,1182463	36,448418
БДН Кошкар				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,03620052	0,232928
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00177351	0,005564
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,04504756	0,616305
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,03921904	0,624
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,00502808	0,08
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,01005617	0,16
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00097291	0,00323955
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	4	0,05736578	0,5605
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,00109055	0,00122
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,00458412	0,00396
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		1,0579852	2,10704002
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,3618751	0,23748067
0602	Бензол (64)	2	0,0047311	0,00310277
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,0014766	0,00097658
0621	Метилбензол (349)	3	0,0029733	0,00196837
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акральдегид) (474)	2	0,00120674	0,0192
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,00120674	0,0192
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,0120674	0,192
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)	3	0,00194478	0,00168
ВСЕГО :			1,6468052	4,870365
БДН Восточный Макат				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,0243189	0,186384
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00082976	0,005853
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,11580686	1,505198
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,0485716	0,5652381
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,0047435	0,05
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,0108983	0,1030103
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,000091	0,00157753
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,35782396	5,1885972
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,00022829	0,0015
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические	2	0,00060274	0,00396

	плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)			
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,1651371	2,62527543
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,001138434	0,012
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,001138434	0,012
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	1,094504135	17,3390054
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)	3	0,000255708	0,00168
В С Е Г О :			1,8260887	27,601279
Автоколонна Макат				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,00387	0,01283
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00033	0,0011
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,0546906	0,3620534
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,0087995	0,0585412
0322	Серная кислота (517)	2	0,0000946	0,0001363
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,0010733	0,0010058
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,0000113	0,0000486
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,2465641	1,6242343
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,000272	0,0009
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,0012	0,00396
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,35815	0,0007402
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,13237	0,0002736
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	4	0,01323	0,0000273
0602	Бензол (64)	2	0,01217	0,0000252
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,001535	0,0000032
0621	Метилбензол (349)	3	0,01148	0,0000237
0627	Этилбензол (675)	3	0,00032	0,0000007
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	4	0,0227273	0,045
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,00391	0,0172112
2902	Взвешенные частицы (116)	3	0,13896	0,7303738
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)	3	0,00051	0,00168
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)		0,0144	0,0756864
2978	Пыль тонко измельченного резинового вулканизата из отходов подошвенных резин (1090*)		0,0226	0,044748
В С Е Г О :			1,0492677	2,9806029
ППН В.Макат				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо)	3	0,02217027	0,116931

	(ди)Железо триоксид, Железа оксид) (274)			
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00047522	0,002448
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,870510158	1,924081508
0302	Азотная кислота (5)	2	0,00043	0,00689
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,139654205	0,303114659
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,6560597	0,61856663
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,00164784	0,025432143
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,0035773864	0,0572982083
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	6,943227296	11,990593403
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,00013472	0,000675
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,00059283	0,00297
0410	Метан (727*)		0,7434970908	9,3670192236
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,7873242055	13,0142024341
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,1428552409	2,4556875513
0602	Бензол (64)	2	0,0018588	0,03191
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,0005799	0,01003
0621	Метилбензол (349)	3	0,0119998	0,19228
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,0007971483	0,0126724847
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	4	0,02167	0,34445
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)	3	0,00025147	0,00126
		Всего:	10,3493133	40,47851225
УПГ В.Макаг				
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,13771578	1,9606618
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,07094012	0,8304825
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,00831521	0,0940771
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,01451783	0,1505288
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,0033130061	0,0523531936
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,39637768	6,11088
0410	Метан (727*)		0,1340623349	2,1312693946
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,0366060093	0,5819473922
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,0005883932	0,0093540395
1129	Триэтиленгликоль (3,6-Диоксаоктан-1,8-диол) (1290*)		0,29479788	4,6865788
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,00170765	0,018
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,00170765	0,018
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,000890965	0,0141642028
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,0235965	0,1808
		ВСЕГО:	1,12513701	16,8390972

БДН С.Жолдыбай				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,02155	0,06104
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00041556	0,00153
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,678751784	7,514914189
0302	Азотная кислота (5)	2	0,00043333	0,00456768
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,817031957	8,988701878
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,10388555	1,1389912
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,208749279	2,29042947
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,0014287653	0,0233883609
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,780496154	9,593817901
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,00009	0,0006
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,0004	0,00264
0410	Метан (727*)		0,302405544	4,8075218997
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,4207170118	7,5725895222
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,0312662742	0,8251393242
0602	Бензол (64)	2	0,00041	0,01077
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,00013	0,00339
0621	Метилбензол (349)	3	0,01109333	0,120962
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акральдегид) (474)	2	0,02493334	0,27335749
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,02493334	0,27335749
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,0005750427	0,0091417655
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	4	0,02166667	0,228384
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,24933334	2,73357488
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)	3	0,00017	0,00112
ВСЕГО :			3,70086627	46,4799291
ПНН Алтыкуль				
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,67430954005	10,6279099208
0302	Азотная кислота (5)	2	0,00043	0,00689
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,12899981901	1,93178536213
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,004933208	0,063
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	1,551942235	24,639620109
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,000306747	0,00678151
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	2,302536578	36,526244248
0410	Метан (727*)		0,000001683	0,000026748
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,237128936	6,441064
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,046258771	1,75007
0602	Бензол (64)	2	0,000605879	0,02285
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,0001915621	0,00718
0621	Метилбензол (349)	3	0,011213124	0,1865838

1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,00068306	0,0072
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,00068306	0,0072
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	4	0,02167	0,34445
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,01334564	0,07287696
2904	Мазутная зола теплоэлектростанций /в пересчете на ванадий/ (326)	2	0,009144637	0,145377774
В С Е Г О :			5,004384	82,787110
ЦРП Магат				
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)	1	0,00002597	0,00002571
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,00346257	0,00342795
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,00005021	0,00004971
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,00017313	0,0001714
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00074567	0,03286
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,05193856	0,05141918
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,24867091	29,17137
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,08872	10,76344
0602	Бензол (64)	2	0,00116	0,14057
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,00037	0,04417
0621	Метилбензол (349)	3	0,00073	0,08836
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1	2,0000000E-08	2,0000000E-08
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,00865643	0,00856986
В С Е Г О :			0,404703	40,304434
УПРЭО Доссор				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,02249569	0,224627
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,000499271	0,004224
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)	1	0,0000417	0,000051
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,079400034	1,215634807
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,011483125	0,314162031
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,00027034	0,0200986
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,005441337	0,115981681
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,0000083	0,00013258
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,314568867	3,740700578
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,00015756	0,000825
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,00069328	0,00363
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,0208818	0,3319709
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,0000133	0,00021141
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1	3,0000000E-08	4,0000000E-08
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,000045537	0,0048
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,000045537	0,0048
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,00001001	0,00015909

2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,014344273	0,065
2902	Взвешенные частицы (116)	3	0,01955	0,0226809
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)	3	0,00029409	0,00154
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)		0,0072	0,007128
ВСЕГО :			0,4974441	6,0783576
Автоколонна Доссор				
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,000005	0,00007
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,35814618	0,00111025
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,13236643	0,00041034
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	4	0,01323135	0,00004102
0602	Бензол (64)	2	0,01217284	0,00003774
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,00153484	0,00000476
0621	Метилбензол (349)	3	0,01148481	0,0000356
0627	Этилбензол (675)	3	0,00031755	0,00000098
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,00175906	0,02491377
ВСЕГО :			0,5310181	0,0266245
Доссор АУП				
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,00534652	0,24653543
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,00216382	0,24481201
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,0001897	0,03
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,00070451	0,06513882
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,01556023	0,38102579
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акральдегид) (474)	2	0,0000455	0,0072
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0000455	0,0072
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,0004554	0,072
ВСЕГО:			0,0245112	1,0539121
Пожарная команда Доссор				
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,00927448	0,14664058
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,0015071	0,02382909
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,00071631	0,01132568
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00002254	0,00035832
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,03220304	0,50916868
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,02025793	0,32205255
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,00018054	0,00287016
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88)	3	0,00002953	0,0004694
ВСЕГО:			0,0641915	1,0167145
Гостиница				
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,00132999	0,0210287
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,00021612	0,00341716
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,00010272	0,00162414
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	4	0,00461801	0,07301631

	(584)			
			ВСЕГО:	0,0062668
				0,0990863
Службная квартира				
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,00344526	0,05447369
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,00055985	0,00885197
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,00026609	0,00420724
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00002254	0,00035832
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,01196271	0,18914476
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,02025793	0,32205255
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,00018054	0,00287016
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,00002953	0,0004694
			ВСЕГО :	0,0367245
				0,5824281
УТГВС				
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,00352721	0,05576938
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,00057317	0,00906252
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,00027242	0,00430731
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00002254	0,00035832
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,01224725	0,19364369
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,02025793	0,32205255
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,00018054	0,00287016
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,00002953	0,0004694
			ВСЕГО :	0,0371106
				0,5885333
ЭСР Макат				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,0258416	0,0298872
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,0009973	0,000846
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)	1	0,000833	0,0006
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,319266	0,440312
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,234	0,4212
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,031611	0,05516
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,065556	0,112
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	1,832867	1,489416
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,0002858	0,000186
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,000608	0,000396
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1	0,0000064	0,00000046
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,0072	0,01296
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0072	0,01296
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,349778	0,3296
2902	Взвешенные частицы (116)	3	0,01278	0,00276057
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль	3	0,000258	0,000168

	цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)			
	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)		0,0072	0,0015552
В С Е Г О :			2,8962881	2,9100074
ЭСР Доссор				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо)	3	0,027193	0,0303389
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,0012357	0,0009649
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,0299297	0,03855
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	4	0,0162056	0,018884
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,0003408	0,000192
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,0006098	0,000264
2902	Взвешенные частицы (116)	3	0,00198	0,0004491
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)	3	0,0002589	0,000112
В С Е Г О :			0,0777535	0,0897549

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

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

Количество выделяющихся вредных веществ рассчитывалось по нижеследующим утвержденным методикам МООС РК:

- «Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п;
- «Методика расчета выбросов 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 атмосфере 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 к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» № ҚР ДСМ-2 от 11.01.2022г.;
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение 13 к Приказу МООС №100-п от 18 апреля 2008 года;
- Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.

9. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ

9.1 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ

Метеорологические характеристики по району расположения месторождений НГДУ «Доссормунайгаз» выданы органами РГП «Казгидромет» и приняты по данным метеостанции Макат Атырауской области, как одна из близлежащих станций к району расположения нефтепромыслов. Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 - Метеорологические характеристики района

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) за год	+35,2 ⁰ С
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь) за год	- 11,3 С
Количество осадков за год, мм (теплый период IV-X)	111 мм
Среднее число дней с пыльной бурей	-
Скорость ветра, превышение которой составляет 5%	10 м/с
Среднегодовая роза ветров, %	
Румбы	Среднегодовая
С	10
СВ	9
В	21
ЮВ	16
Ю	9
ЮЗ	11
З	12
СЗ	12
Штиль	0

9.2 Расчет приземных концентрации (результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы)

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

Моделирование уровня загрязнения атмосферного воздуха и расчет величин приземных концентраций выполняется по унифицированной программе расчета рассеивания ПК «ЭРА», версия 3.0, разработанной компанией «Логос-плюс» (г.Новосибирск), согласованный МООС РК. Программный комплекс «ЭРА» (ПК ЭРА) предназначен для автоматизации расчетов в области экологического нормирования и проектирования, разработки природоохранной документации для действующих и проектируемых предприятий.

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.

Результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы на соответствующее положение и с учетом перспективы развития; ситуационные карты-схемы с нанесенными на них изолиниями расчетных концентраций; максимальные приземные концентрации в жилой зоне и перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы представлены в приложении.

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

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

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

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

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

9.3 Предложения по нормативам допустимых выбросов по каждому источнику и ингредиенту

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

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

Обоснование уменьшения валовых вредных выбросов

По сравнению с заключением ГЭЭ на проект НДВ загрязняющих веществ в атмосферу для промплощадок НГДУ «Доссормунайгаз» АО «Эмбаунайгаз», разработанный на 2023г (№KZ51VCZ03143922 от 01.12.2022г) общий валовый выброс вредных веществ уменьшились с 650,495 т/год до 598,332 т/год.

В таблице 9.2 приведена разница между разрешенными лимитами и фактическими выбросами ЗВ за 2019-2023гг.

Таблица 9.2 - 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
2019	618,35598847	220,956 (за 9 мес.)	Добыча нефти за 9-месяцев – 272 513 тн; Добыча газа за 9 – месяцев – 14196,247 тыс. м ³ ; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 10104,999 тыс. м ³ (за 9-месяцев)	К концу 2019 года ожидается увеличения фактических выбросов вредных веществ в атмосферу и это связано с увеличением плановых показателей добычи газа. Плановая добыча газа в 2019 году 23 135,2 тыс.м ³ .
2020	622,6332563	332,7097872	Добыча нефти – 257 694	

			тн; Добыча газа – 16315,753 тыс. м ³ ; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 10 601,011 тыс. м ³	В 2020 г были демонтированы печи подогрева Плановая добыча газа в 2020 году 22 124,491 тыс.м ³
2021	625,83463 (01.01.2021-21.04.2021)	442,279	Добыча нефти за 2021 год - 335196,0 т Добыча газа за 2021 год – 23908,701 тыс. м ³ ; Использование газа на собственные нужды НГДУ за 2021 год – 14136,657 тыс. м ³ ;	В 2021 г были демонтированы некоторые печи подогрева и котлы для отопления. В 2021 году не было сжигания на факелах. Плановая добыча газа в 2021 году 23 791,500 тыс м ³
2022	576,756	412,482	Добыча нефти за 2022 год – 319 500 т Добыча газа за 2021 год – 20,002 тыс. м ³ ;	
2023	650,496	351,356	Добыча нефти за 2023 год - 316 600 т Добыча газа за 2023 год – 20426 тыс. м ³ ;	

9.4 Обоснование возможности достижения нормативов с учетом использования малоотходной технологии

Использование малоотходной технологии и других планируемых мероприятий, в том числе перепрофилирования или сокращения объема производства на предприятии не предусмотрено.

9.5 Уточнение границ области воздействия объекта

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 к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека, утвержденными Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11.01.2022 года № КР ДСМ-2.

АО «Эмбаунайгаз» имеет «Проект обоснования размера санитарно-защитной зоны для НГДУ «Доссормунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» согласно заключению (№ Е.07.Х.КZ57VBZ00037438). Департаментом по защите прав потребителей Атырауской

области по вышеназванному проектному документу для НГДУ «Доссормунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» было установлено СЗЗ не менее 1000м (копия заключения СЭС прилагается в приложении).

Согласно приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 июля 2021 года № 246 «Инструкции по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду» уполномоченным органом в области охраны окружающей среды для предприятия определена 1-категория. Удостоверяющий документ в приложении.

9.6 Данные о пределах области воздействия

Области воздействия определены на основе математического моделирования с помощью ПК «ЭРА». Карта рассеивания вредных веществ приведены в приложении 3. Результаты карты рассеивания показали, что на границе санитарно-защитной зоны превышений не наблюдается.

10 МЕРОПРИЯТИЕ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

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

Для существующих источников выбросов предприятий в соответствии с Приложением 40 к приказу Министра охраны окружающей среды от 29 ноября 2010 года № 298, 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 относится и электростанция, не представляется возможным выполнить остановку оборудования, так как это к дополнительным выбросам загрязняющих веществ и созданию аварийной ситуации. При третьем режиме НМУ возможно проведение следующих дополнительных мероприятий:

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

Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ и План технических мероприятий по снижению выбросов (сбросов) загрязняющих веществ с целью достижения нормативов допустимых выбросов (допустимых сбросов) представлен в приложении 2.

11. КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ

В соответствии с требованием пункта 1 статьи 182 Экологического кодекса Республики Казахстан операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль.

Целями производственного экологического контроля являются:

- 1) получение информации для принятия оператором объекта решений в отношении внутренней экологической политики, контроля и регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду;
- 2) обеспечение соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан;
- 3) сведение к минимуму негативного воздействия производственных процессов на окружающую среду, жизнь и (или) здоровье людей;
- 4) повышение эффективности использования природных и энергетических ресурсов;
- 5) оперативное упреждающее реагирование на нештатные ситуации;
- 6) формирование более высокого уровня экологической информированности и ответственности руководителей и работников оператора объекта;
- 7) информирование общественности об экологической деятельности предприятия;
- 8) повышение эффективности системы экологического менеджмента.

Согласно Экологическому Кодексу Республики Казахстан Производственный экологический контроль проводится природопользователем на основе программы производственного экологического контроля (ПЭК). Программа производственного контроля приложена в приложении проекта НДВ. Производственный мониторинг является элементом производственного экологического контроля, выполняемым для получения объективных данных с установленной периодичностью.

План-график контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов представлен в приложении 2.

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 НДВ 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.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экологический кодекс Республики Казахстан, 2 января 2021 г;
2. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года №63 Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду;
3. ОНД-86 «Методика расчета концентрации в атмосферном воздухе, вредных веществ содержащихся в выбросах предприятий» М.Гидрометиздат. 1987 г. Унифицированная программа расчета загрязнения атмосферы «Эколог»;
4. «Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами», Алматы-1996 г.;
5. «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.;
6. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года №ҚР ДСМ-70 «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций»;
7. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение 13 к Приказу МООС №100-п от 18 апреля 2008 года;
8. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», РНД 211.2.02.04-2004, Астана-2004г.;
9. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», РНД 211.2.02.03-2004, Астана-2004г.;
10. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана-2005г.;
11. «Методика определения выбросов автотранспорта для сводных расчетов загрязнения атмосферы городов», РНД 211.2.02.11-2004, Астана-2004г.
12. Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от установок малой производительности по термической переработке ТБО и промотходов» Москва, 1998г.
13. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» №ҚР ДСМ-2 от 11.01.2022г;
14. Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.
15. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий. Приложение №3к. от 18.04.2008г.
16. «Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов». Приказ МООС №196 РК от 29.07.2011г.
17. «Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных». Приложение № 3к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.
18. «Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников». Приложение № 8 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.

ПРИЛОЖЕНИЯ