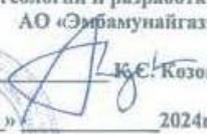


АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»
АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №02177Р

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель генерального
директора по геологии и разработке
АО «Эмбаунайгаз»

К.С. Козов
2024г.



ПРОЕКТ
НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ (НДВ)
ДЛЯ ПРОМПЛОЩАДКИ НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ»
АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» НА 2024Г

(Корректировка)

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»



А.С. Марданов

Атырау, 2024г

2. СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Подпись	Ф.И.О.
Руководитель службы		Исмаганбетова Г.Х.
Ведущий инженер		Суйнешова К.А.
Ведущий инженер		Абир М.К.
Ведущий инженер		Султанова А.Р.
Инженер		Насихатова Н.А.

3. АННОТАЦИЯ

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для промплощадок НГДУ «Доссормунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» на 2024 год, 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, Службная 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.

Целью разработки проекта НДВ является получение экологического разрешения на воздействие согласно требованиям статьи 122 Экологического кодекса РК, а также получение экологического разрешения на воздействие на разделы «Охрана окружающей среды», на которые получены мотивированные отказы согласно по.3 ст.49 Экологического Кодекса РК.

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 1281 источников загрязнения вредных веществ в атмосферу.

Общий валовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу по НГДУ «Доссормунайгаз» на II полугодие 2024 год составляет **440,4573 т/год**, из них:

1. Максимально-разовые и средне-суточные предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не превышают ПДК,

установленных в требовании 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 II полугодие 2024г (основная деятельность НГДУ «Доссормунайгаз»)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК _{м.р.} , мг/м ³	ПДК _{с.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)
1	2	4	5	6	7	8	9
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	3,98561580305	34,6749340908
0302	Азотная кислота (5)	0,4	0,15		2	0,00172666	0,02291536
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	2,87151036401	24,0224086191
0322	Серная кислота (517)	0,3	0,1		2	0,0000946	0,0001363
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,989043028	3,32806497
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	2,954393027	32,604960454
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2	0,0151123178	0,2423045428
0337	Углерод оксид	5	3		4	16,414270456	94,291443484
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		1,6012089507	21,5235317559
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		7,7980819366	115,526070939
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		1,2495687883	28,668265105
0501	Пентилены	1,5			4	0,02646135	0,00006832
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,03722558	0,37592592
0616	Диметилбензол	0,2			3	0,00708544	0,11813553
0621	Метилбензол (349)	0,6			3	0,07434287	0,80916897
0627	Этилбензол (675)	0,02			3	0,00063755	0,00000168
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		1	0,00000645	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	74,17439393
2902	Взвешенные частицы (116)	0,5	0,15		3	0,17327	0,75626437
2904	Мазутная зола теплоэлектростанций /в пересчете на ванадий/ (326)		0,002		2	0,00928442	0,147599996
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 :						44,3479	440,4573

Транспортный участок НГДУ «Доссормунайгаз» имеет на балансе 156 передвижных транспортных средств суммарные выбросы вредных загрязняющих веществ за 2024 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.....	2
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».....	22
8.2 Краткая характеристика существующих установок очистки газа, укрупненный анализ их технического состояния и эффективности работы.....	32
8.3 Оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню в стране и мировому опыту.....	32
8.4 Перспектива развития предприятия.....	32
8.5 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ.....	33
8.6 Характеристика аварийных и залповых выбросов.....	33
8.7 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу.....	34
8.8 Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/г) принятых для расчета НДВ.....	47
9. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ.....	48
9.1 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ.....	48
9.2 Расчет приземных концентрации (результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы).....	48
9.3 Предложения по нормативам допустимых выбросов по каждому источнику и ингредиенту.....	49
9.4 Обоснование возможности достижения нормативов с учетом использования малоотходной технологии.....	50
9.5 Уточнение границ области воздействия объекта.....	50
9.6 Данные о пределах области воздействия.....	51
10. МЕРОПРИЯТИЕ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ.....	52
11. КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ.....	54
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	58
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	59

5. ВВЕДЕНИЕ

Проект нормативов НДВ для промплощадок НГДУ «Доссормунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» на II полугодие 2024г 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, строительство 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 7.6. - 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 7.1 – 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 2024 год – 1272 источников выбросов загрязняющих веществ: из них 192 организованных; 1080 неорганизованных.

В процессе работы данных источников выбросов в атмосферу выделяются следующие компоненты: оксид углерода, углеводороды C12-19, сажа, сернистый ангидрид, формальдегид, бензпирен, диоксид азота, оксид азота, мазутная зола, сероводород, масло минеральное нефтяное, углеводороды C1-5, 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.	БДН Алтыкуль	5	107	112
6.	БДН Кошкар	5	65	70
7.	БДН Восточный Макат	11	215	226
8.	Автоколонна Восточный Макат	10	2	12
9.	ППН В.Макат	13	29	42
10.	УПГ Восточный Макат	6	9	15
11.	БДН С.Жолдыбай	19	100	119
12.	ЦППН Карсак	28	28	56
13.	ППН Алтыкуль	16	6	22
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.	Служебная квартира	3	1	4
21.	УТГВС	1	1	2
22.	ЭСР Доссор	1	3	4
23.	ЭСР Макат	4	3	7
ИТОГО:		200	1081	1281

Перечень стационарных источников на промплощадках НГДУ «Доссормунайгаз» на 2024 год :

ЦДНГ Ботахан

Организованные источники:

0001 Печь на установке подготовки нефти ПТ-16/150 (на попутном газе)

0002-0003 Печь на установке подготовки нефти ПТ-9/100 (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0002, объем газа переходит на резервный котел №0003) (на попутном газе)

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

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

0007-0009 Резервуары РВС

0010 Дизельная электростанция ДЭС АД 60С -Т-400-18 60кВ0011 Дизельная электростанция ДЭС АДД АД 60С -Т-400-18 60кВ

0013 Передвижной сварочный агрегат (САГ)

0304 Передвижной сварочный агрегат (САГ)

0267, 0312 Факельная установка

0313-0314 Передвижная паровая установка

0315-0316 Подъемный агрегат АДПН

0317 Емкость технологический 25 м³

0318-0320 Экологическая емкость 10 м³

Неорганизованные источники:

6001-6083, 7112 Скважины

6084-6166, 7116 Дренажная емкость на устье скважин

6167-6175 АГЗУ

6176-6184 Дренажная емкость на ГЗУ

6186-6187 Нефтегазосепаратор

6188 Газосепаратор

6189 Отстойник ОГ-200

6190 Отстойник ОПФ-3000

6191-6192 Насосы для нефти

6196 Сварочный пост с САГом

6197 Сварочный пост с ТДМ

6198, 7520 Пост газорезки

6199 Счетчик замера газа

7162 Счетчик замера нефти

7521-7523 Кондетсатсборник

7524-7525 Дренажная емкость 1,5-2 м³

7526 Дренажная емкость насосная 2 м³

7527 ГРПШ

Бригада КРС

Организованные источники:

0313-0314 Передвижная паровая установка

0315-0316 Подъемный агрегат АДПН

0317 Емкость технологический 25 м³

0318-0320 Экологическая емкость 10 м³

0326-0331 Подъемный агрегат АПРС-40

0332-0335 Подъемный агрегат ПТП-40

0336 Подъемный агрегат ПАП-60

0337 Подъемный агрегат А-50

Автоколонна Ботакан

Организованные источники:

0023 Емкость для дизтоплива

0288 АЗС (Дизельное топливо)

БДН Карсак

Организованные источники:

0032 Котельная Юнкер КСГВ-40 (для отопления адм.здания)

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

0035 Котельная марка КСГ 20 Юнкер (для отопления адм здания ППД)

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

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

0038-0292 Котельная Буран 47 (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0038, объем газа переходит на резервный газовый котел №0292)

0039-0040 Резервуары РВС

0321 Емкость ДТ

0045 Передвижной сварочный агрегат

0046 Передвижной сварочный агрегат

0298 Дизельгенератор АД-60-Т400

Неорганизованные источники:

6203-6336,7208-7214,7339-7364 Скважины

6355-6488,7165,7187-7188,7365-7394 Дренажная емкость на устье скважин

6507-6519 ГЗУ

6521-6533 Дренажная емкость на ГЗУ

6535-6536 , 7528 Насосы для нефти

6537-6538 Отстойник ОПФ-3000

6540 Шламонакопитель

6541 Сварочный пост с САГом

6543, 7120 Пост газорезки

7121 Дренажная емкость ЕП-16

7123 ОГ-200

7530 Дренажная емкость 3 м³

7531-7532 ГРПШ

БДН Алтыкуль

Организованные источники:

0056-0057 Резервуары для хранения нефти

0060,0305 Дизель генератор

0247 Резервуары РГС (Кызылжар)

Неорганизованные источники:

6637 Сварочный трансформатор ТДМ-501

6638 Пост газорезки

6639-6670, 7128-7129, 7166,7189-7192,7217-7220,7406-7411, 7533 Скважины

6671-6702, 7130-7131, 7167-7170, 7221-7224,7412-7414, 7534 Дренажная емкость на устье скважин

6707-6710 Насос для нефти НБ-125

6711, 7535 Дренажная емкость ЕП-3

6712 Шламонакопитель

7134 Узел учета нефти

7135, 7205, 7275,7276 АГЗУ (ОЗНА)

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

7507-7508 Насосы для нефти Кызылжар

БДН Кошкар

Организованные источники:

0069 Дизельная электростанция АД-200С-Т/400

0070 Передвижной сварочный агрегат

0071 Пункт налива нефти

0255 РГС для нефти

0322 Емкость технологический 30 м³ КРС

Неорганизованные источники:

6713 Сварочный пост САГом

6714 Сварочный пост ТДМ-502

6715 Пост газорезки
6717-6730, 7215-7216, 7415-7424 Скважины
6732-6745, 7226-7227, 7425-7434 Дренажная емкость на устье скважин
6747-6748 ГЗУ
6749-6750 Дренажная емкость на ГЗУ
6751-6752 Насосы для нефти
7197 Отстойник ОГ-200
7203, 7536 Дренажная емкость на ЕП-15
7204 Узел учета нефти

БДН Восточный Макат

Организованные источники:

0074-0075 Котельная Буран-47 ГН (ВВ-400GA) (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0074, объем газа переходит на резервный котел №0075
Сигнал КОВ СТ 48 квт)
0256 Котельная КОВ-50 СТ (для отопления провизорной)
0076-0077 Котельная Буран КВА-233 (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0076, объем газа переходит на резервный котел №0077)
0078-0079 Котельная КВА-116 (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0078, объем газа переходит на резервный котел №0079)
0082 Дизель электростанция

Неорганизованные источники:

6755 Сварочный пост с САГом
6756 Сварочный пост ТДМ-502
6757-6758 Пост газорезки
6759-6850, 7137-7138, 7172 Скважина
6851-6942, 7139-7140, 7455 Дренажная емкость на устье скважин
6943-6949, 7141 ГЗУ
6950-6956, 7142 Дренажная емкость на ГЗУ
6957 Шламонакопитель

Автоколонна Восточный Макат

Организованные источники:

0087 Пост зарядки аккумуляторных батарей
0088-0090, 0249 Ремонтно-мастерская цех (РМЦ)
0080-0081 Котельная Буран КВА 500 (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0080, объем газа переходит на резервный котел №0081)
0289 Емкость для диз.топлива
0290-0291 АЗС

Неорганизованные источники:

6958 Вулканизационный цех
7148 Сварочный пост ТДМ-502

ППН В.Макат

Организованные источники:

0093-0095, 0096 Печь ПТ-16/150 для подготовки нефти (3 рабочий, 1 резервный в случае неисправности одного рабочего котла №0093-0095, объем газа переходит на резервный котел №0096)
0097-0098 Печь ПП-0,63 для подогрева пресной воды
0101,0274 Котельная баумак ВУМ-SE 24 (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0101, объем газа переходит на резервный котел №0274)
0102-0106 Резервуары РВС
0110 Химическая лаборатория
0116 Факельная установка

Неорганизованные источники:

6963-6965 Нефтегазосепаратор
6967-6968 Газосепаратор
6969 Отстойник ОПФ-3000
6970-6971 Дренажная емкость ЕП-16
7266 Дренажная емкость ЕП-8
6972 Отстойник ОБН-3000
6975-6979, 7178-7179, 7180 Насос для нефти
6981 РПГ-200 (ресивер попутного газа)
6983 Сварочный пост ТДМ-503
7297 Факельный сепаратор V-4м³ для высокого давления
7298 Факельный сепаратор V-4м³ для низкого давления
7539 Пробоотборник
7540-7541 Насос вертикальный НВ-50/50 3 м³
7542 Газорезка
7543 ГРПШ

УПГ Восточный Макат

Организованные источники:

0112-0113 Газоперекачивающие агрегаты компрессорной станции
0114 Дизельная электростанция
0115 Емкость для хранения дизтоплива
0306 Факельная установка
0275 Ребойлер

Неорганизованные источники:

6984 Входной сепаратор
6986 Гликолевая установка
6987 Факельный скруббер
6988 Установка одоризации
6989, 7206-7207 Узел учета газа
7544 Сборник гликоля
7545 ГРПШ

БДН С.Жолдыбай

Организованные источники:

0129-0130 Котельная Буран КВА 116 (для отопления общежития)
0131-0132 Котельная Vessmann (для отопления бокса)
0282-0283 Котельная Буран КВА-233 (для новой столовой)
0134, 0261 Дизель электростанция
0137-0139 Печь марки ПТ 16/150 (2 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочих котлов №0137-0138, объем газа переходит на резервный котел №0139)
0140, 0271 Котельная баутак ВУМ-SE 24 (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0140, объем газа переходит на резервный котел №0271)
0141-0143 резервуары РВС
0260 Химическая лаборатория
0266 Факельная установка
0323 ДЭС столовый новый 150кВтPower Set

Неорганизованные источники:

6993 Сварочный пост ТДМ-502
6994 Пост газорезки
6995-7021, 7299-7302 Скважины
7025-7051, 7304-7307 Дренажная емкость на устье скважин
7055-7057 АГЗУ
7058-7060 Дренажная емкость на ГЗУ
7061 Нефтегазосепараторы

7063 Газосепаратор
7065 Отстойник ОГ-200
7066 Отстойник ОПФ-3000
7067-7071, 7153-7154 Насосы для нефти (6 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочих насосов №7067-7071, 7153, подключается резервный насос №7154)
7072-7073 Дренажная емкость ЕП-16
7546-7548 Дренажная емкость 1 м3
7549 КСУ
7550-7551 Кондетсатсборник
7552 ГРПШ
7553-7559 Насос ППН НВ-50/50 - 4 шт., НВ-125 - 2 шт., ЦНС-180/128 - 2 шт.

ЦППН Карсак

Организованные источники:

0147-0149 Печь ПТ-16/150 (для подготовки нефти)
0150 Печь ПТ-16/150 (для подготовки нефти)
0151 Печь ПП-0,63 (для подогрева пресной воды)
0153-0154 Сигнал КОВ 50 СТ
0155, 0293 Котел баумак ВУМ-SE 24 / JAGUAR JTV 24 (для отопления новой насосной)
0157, 0294 Котельная КОВ-50С Сигнал/ баумак ВУМ-SE 24 (для пож.депо) (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0157, объем газа переходит на резервный котел №0294)
0159 Дизель электростанция
0160 Дизель электростанция
0161 Печь подогрева ТП-800 (резерв)
0163-0169, 0171-0172 Резервуары РВС
0176 Химическая лаборатория
0251 Емкость для нефти РГС 47м3
0252 Пункт налива нефти
0268, 0269 Котельная Ваумак 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)

Неорганизованные источники:

7075 Сварочный пост ТДМ-502
7076-7086 Насосы для нефти
7087-7089, 7505, 7561-7563 Дренажная емкость
7091 Узел замера нефти
7092 Пост газорезки
7564-7565 Дренажная емкость ЕП 160м3
7566 Пробоотборник
7567 ГРПШ

ППН Алтыкуль

Организованные источники:

0177-0179 Резервуар РВС
0181- Резервуар РГС
0270-001 Печь ПТНН-1000 (для нефти)
0270-002 Печь ПТНН-1000 (пропан)
0277 Печь ПТНН-1000
0184 Печь подогрева ТП-800 (в бездействии)
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)
0187 Емкость для дизтоплива
0188 Дизельная электростанция (ДЭС)

0253 Хим.лаборатория

0324 Пункт налива нефти

Неорганизованные источники:

7094-7097 Насосы для нефти

7102, 7568 Дренажная емкость

ЦРП Магат

Организованные источники:

0189-0195 Резервуары РВС

0284 Емкость для нефти V-90м³

0257 Бензиновая портативная мини электростанция Genpower 275 кВт

Неорганизованные источники:

7180 Насос для нефти

УПРЭО Доссор

Организованные источники:

0199, 0278 Котельная Навиен для отопления УПРЭО (1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0199, объем газа переходит на резервный котел №0278)

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)

0201-0205, 0295, 0296, 0297,0299 Ремонтно-мастерская цех

0264 Бензиновая портативная мини электростанция Genpower 275 кВт

0220 Дизельная электростанция

Неорганизованные источники:

7105 Сварочный пост ТДМ-502

7106, 7264-7265 Пост газорезки

7498- Сварочный посто ВДУ-506С

7569 ГРПШ

Автоколонна Доссор

Организованные источники:

0209-0210 Емкости АЗС

Доссор АУП

Организованные источники:

0229 Дизель электростанция

0230-0231 Котельная Навиен 535(1 рабочий, 1 резервный в случае неисправности рабочего котла №0230, объем газа переходит на резервный котел №0231)

Пожарная команда (Доссор)

Организованные источники:

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)

7570 ГРПШ

Гостиница

Организованные источники:

0237,0303 Котельная JAGUAR JTV 24(H-RU) (для отопления гостиницы)

Служебная квартира

Организованные источники:

0238 Котельная баумак ВУМ-SE 24 (для бани служебной квартиры Доссор)

0239, 0325 Котельная Navien KDB-535 GTD 58 кВт (общежитие администрации)

Неорганизованные источники:

7571 ГРПШ

УТГВС

Организованные источники:

0240 Котельная КОВ 63 СТ

7572 ГРПШ

ЭСР Доссор

Организованные источники:

0311-Сверлильный станок

Неорганизованные источники:

7512 Сварочный постт

7513 Пост газорезки

7514 Сварочный пост

ЭСР Макам

Организованные источники:

0307 Передвижной сварочный агрегат с Саг

0308 Точильный станок

0309 Сверлильный станокв

0310 Бензиновая станция

Неорганизованные источники:

7515 Сварочный пост

7516 Сварочный пост

7517 Пост газорезки

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

Источниками выделены взвешенных веществ и абразивной пыли является процесс металлообработки;

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

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

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

Основные производственные технологические показатели на 2024 год по добыче нефти, попутного нефтяного газа, а также фонд скважинпо НГДУ «Доссормунайгаз» представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Показатели по добычи нефти и попутно нефтяного газа по месторождениям НГДУ «Доссормунайгаз» на 2024 год

Наименование месторождения	Наименование производимой продукции, ед. изм.	Мощность производства по основным видам продукции	Подтверждающий документ по состоянию на 01.08.2023г
		2024г	
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	22,8	Протокол ЦККР №20/11 от 24-25 ноября 2019г
	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 2024 год приложены в приложении 9.

Таблица 8.2 – Баланс газа согласно Программе развития переработки сырого газа на объектах НГДУ «Доссормунайгаз» на 2024 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 Магат	Объем товарного газа, подаваемого в систему АО «КазТрансГазАйм ак» по существующему газопроводу Магат-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	При ПНР					
				V1	V1	V6	V7	V8	V9	VV	(V5)				
2024	Восточный Магат	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
2024 (01.01. по 30.06)	Северный Жолдыбай	41 000			5 143 032		420		1 156,9			1 576,9	39 423,1		98,1
2024	Ботакан	4 146 000			2 254 931 (Ботакан) 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 1 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 Ботакан.

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 Ботакан с резервуаров №2, №7 насосами НБ-125 №1,2 прокачивается через печи подогрева нефти ПТ-16/150 №1, №2, с температурой 60 - 65°С и заполняет резервуар №14. Все печи работают на попутном газе, поступающему по газопроводу «Ботакан – 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 Р-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 Р= 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 Р= 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 производится 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 Р= 10-15 атм. Нефтяная эмульсия через печь трубчатая для нагрева нефти ПТНН-1000 или трубчатая печь ТП–800, где нагревается до температуры 60°-70°С. 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-8,3м подается в товарные резервуары РВС №7 V-2000м³ и РВС № 9

V–1000м³. 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–1000м³. Для подогрева пресной воды используется печь ПП–0,63–2-единиц. Подогретая до T–60°С 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 Ø219x8мм, 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–1000м³ ЦППН Восточный Макат. В резервуаре № 4 V–1000м³, имеется подушка технологическая воды, высотой 5м. Нефтяная эмульсия промывается через эту подушку и с переточного уровня высотой h–7м., подается в товарные резервуары РВС №1 V–700м³, РВС № 11 V–1000м³.

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 Ø219x8мм, 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-2000м³. 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 нефть 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.Мака́т.

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 №3001А/В в сборник жидкости АВJ-1200.

Далее газ подается из сепаратора II-ой ступени V-3001А/В в резервуар пульсации II-ой ступени V-3002А/В, 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-3003А/В на линии нагнетания II-ой ступени. Давление в резервуаре пульсации V-3003А/В 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-3001А/В, где охлаждается от 80-109°C до температуры 40-55°C потоком воздуха, нагнетаемого вентилятором с механическим приводом. Трубопровод от резервуара пульсации V-3003А/В до секции охлаждения II-ой ступени воздушного холодильника (АВО) E-3001А/В, 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-3004А/В 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-3004А/В перекачивается во входной газовой сепаратор V-101.

Из сепаратора III-й ступени V-3004А/В газ подается в резервуар пульсации на линии всасывания III-й ступени V-3005А/В, 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-3006А/В. Давление на линии нагнетания после резервуара пульсации V-3006А/В 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-3002А/В, где охлаждается до температуры 40-55°C потоком воздуха, нагнетаемого вентилятором с механическим приводом. Трубопровод от резервуара пульсации V-3006А/В до секции охлаждения III-й ступени воздушного холодильника (АВО) E-3002А/В, 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 А/В, 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 E-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 E-104, который расположен

сверху стальной колонны С–102 над ребойлером Е–103, где ТЭГ предварительно нагревается до температуры 60-68°C. 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°C. 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°C. 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°C за счет насыщенного ТЭГ проходящего противотоком. Насос Р-102А/В перекачивает регенерированный ТЭГ на теплообменник Е-101А/В, где регенерированный ТЭГ охлаждается до температуры 60-65°C 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 месторождения 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 «Макал»

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». Согласно плану развития НГДУ «Доссормунайгаз» на 2024 год и согласно

п.3 ст.49 Экологического Кодекса выполнены разделы «Охраны окружающей среды», на которых по упрощенному порядку проводится оценка воздействия для намечаемой деятельности, не подлежащей обязательной оценке воздействия на окружающую среду (мотивированные отказы на Заявления о намечаемой деятельности приложены в приложении1). В таблице 8.3 приведена перечень Разделов «Охрана окружающей среды», согласно плану развития НГДУ.

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 2024 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, планово-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 8.5 - 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 8.6 - 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	3,98561580305	34,6749340908	866,873352
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	2,87151036401	24,0224086191	400,373477
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	0,989043028	3,32806497	66,5612994
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	2,954393027	32,604960454	652,099209
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,0151123178	0,2423045428	30,2880679
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	16,414270456	94,291443484	31,4304812
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		1,6012089507	21,5235317559	0,43047064
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		7,7980819366	115,526070939	2,31052142
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		1,2495687883	28,668265105	0,95560884

0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров)		1,5			4	0,02646135	0,00006832	0,00004555
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,03722558	0,37592592	3,7592592
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,00708544	0,11813553	0,59067765
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,07434287	0,80916897	1,34861495
0627	Этилбензол (675)		0,02			3	0,00063755	0,00000168	0,000084
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,00000645	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 C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	5,240710338	74,17439393	74,1743939
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	0,00928442	0,147599996	73,799998
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
	В С Е Г О :						44,3479	440,4573	3350,94459

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

Таблица 8.7 - 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	0,15171867	1,24311779
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,12577637	0,93066803
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,0231301	0,11483991
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	3	0,03194008	0,2391428
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00148647	0,03067498
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	4	0,32624365	2,910128
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*)		0,23370401	3,38890408
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,45033128	15,6376626
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (0,04188701	3,6509534
0602	Бензол (64)	2	0,00054104	0,04967021
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,0001683	0,01561
0621	Метилбензол (349)	3	0,0003366	0,03122
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акральдегид)	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 :			1,4610666	28,842778
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
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,0797862	0,0135632
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,0295913	0,00503
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (0,0003865	0,00007
0602	Бензол (64)	2	0,0001214	0,00002299
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,000243	0,00005
0621	Метилбензол (349)	3	0,00779948	0,0864
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акральдегид)	2	0,00779948	0,0864
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,07799469	0,864
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4		

		ВСЕГО :	4,2294732	18,457178
Автоколонна Ботахан				
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
		ВСЕГО :	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	0,05269935	1,1540773
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,01198902	0,77665206
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,00885382	0,09050322
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,00330987	0,19371262
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00034394	0,00515188
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	4	0,1661	2,65720079
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	6,9570122
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,0214104	0,20540141
0602	Бензол (64)	2	0,0002794	0,00268
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,0000878	0,00084
0621	Метилбензол (349)	3	0,0001756	0,00168
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
		ВСЕГО :	2,8505215	45,885549
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	0,09253558	0,9242937
0302	Азотная кислота (5)	2	0,00043333	0,00456768
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,052107652	0,54569673
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,00569217	0,06
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,014484395	0,156894
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,0003697	0,01531152
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,332002412	3,93375298

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*)		0,31655642	4,20415331
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,33474271	16,7300995
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,03856492	4,86018188
0602	Бензол (64)	2	0,0005	0,06336
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,00016	0,01991
0621	Метилбензол (349)	3	0,01115333	0,154022
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акральдегид) (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 :			1,2593196	32,245585
БДН Алтыкуль				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо 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	0,0067566
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*)		1,477035	6,7213774
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,0462588	1,438661
0602	Бензол (64)	2	0,0006059	0,01879
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,0001916	0,005908
0621	Метилбензол (349)	3	0,0003831	0,011806
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акральдегид) (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 кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый	3	0,00016862	0,00112

	сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)			
В С Е Г О :			4,2523318	37,064937
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	0,00329585
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	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	2,17953222
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,3618751	0,25429067
0602	Бензол (64)	2	0,0047311	0,00331277
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,0014766	0,00103658
0621	Метилбензол (349)	3	0,0029733	0,00210837
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
В С Е Г О :			1,6468052	4,9601335
БДН Восточный Магат				
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	0,10679756	1,3769644
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,0471076	0,5444
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,0047435	0,05
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,0107197	0,1026523
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,000091	0,00157753
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,31760416	4,6161257
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 плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,00060274	0,00396
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,1651371	2,62527543
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акральдегид) (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 :			1,775217	26,879378
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	0,0276153	0,1819267
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,0043997	0,0292706
0322	Серная кислота (517)	2	0,0000946	0,0001363
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,0005367	0,000503
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,0000113	0,0000486
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,1256921	0,8200972
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 :			0,896384	1,9665657
ППН В.Макат				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,02217027	0,116931
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	0,853022227	1,497685545

0302	Азотная кислота (5)	2	0,00043	0,00689
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,136812363	0,233825432
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,6560597	0,61856663
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,001169732	0,016836451
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,0035773864	0,0580982083
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	6,836898221	10,046614977
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*)		0,6429136908	7,4612656236
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,7873242055	13,9733084341
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,1428552409	2,8114075513
0602	Бензол (64)	2	0,0018588	0,03656
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,0005799	0,01149
0621	Метилбензол (349)	3	0,0119998	0,1952
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:	10,1215929	37,44915534
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-265II) (10)	4	0,0235965	0,1808
		В С Е Г О :	1,12513701	16,8390972
БДН С.Жолдыбай				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо 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	0,677308482	7,407656903

0302	Азотная кислота (5)	2	0,00043333	0,00456768
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,816797425	8,971272528
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,10847995	1,1417698
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,208616215	2,2883141
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,0014287653	0,0235783609
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,796856422	9,151300601
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*)		0,273970812	4,3379125997
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		1,3009170118	7,8049695222
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,0312662742	0,9113193242
0602	Бензол (64)	2	0,00041	0,0119
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,00013	0,00374
0621	Метилбензол (349)	3	0,01109333	0,121672
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
В С Е Г О :			4,57177531	45,764719
ППН Алтыкуль				
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,68426425005	10,7861659208
0302	Азотная кислота (5)	2	0,00043	0,00689
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,13061745901	1,95750196213
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,004933208	0,063
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	1,575216188	25,009620109
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00228577	0,00728151
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	2,337101544	37,075744248
0410	Метан (727*)		0,000001683	0,000026748
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,60108822	7,039764
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,18126	1,97211
0602	Бензол (64)	2	0,00241	0,02575
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,00073	0,0081
0621	Метилбензол (349)	3	0,01229	0,1884113
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акральдегид) (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	0,07288
2904	Мазутная зола теплоэлектростанций /в пересчете	2	0,00928442	0,147599996

на ванадий/ (326)				
		В С Е Г О :	5,578294502	84,71969579
ЦРП Макат				
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	0,03684
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,05193856	0,05141918
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,24867091	33,96158
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,08872	12,54005
0602	Бензол (64)	2	0,00116	0,16377
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,00037	0,05147
0621	Метилбензол (349)	3	0,00073	0,10294
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1	0,00000002	0,00000002
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 :	0,4047035	46,920314
УПРЭО Доссор				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо 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	1,21563481
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,011483125	0,31416203
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	0,11598168
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,0000083	0,00013258
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,314568867	3,74070058
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	0,00000003	0,00000004
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, Акрилальдегид) (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) (584)	4	0,00461801	0,07301631
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
В С Е Г О :			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
В С Е Г О :			0,0371106	0,5885333
ЭСР Магат				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо 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 цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	3	0,000258	0,000168
	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)		0,0072	0,0015552
В С Е Г О :			2,8962881	2,9100074
ЭСР Доссор				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид) (274)	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

	(584)			
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 нижеследующем 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 атмосферы 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 РАССЕЙВАНИЯ

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 Атырау 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 ⁰ С
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь) за год	- 11,1 С
Количество осадков за год, мм (теплый период IV-X)	111 мм
Среднее число дней с пыльной бурей	15 дня
Скорость ветра, превышение которой составляет 5%	10 м/с
Среднегодовая роза ветров, %	
Румбы	Среднегодовая
С	9
СВ	11
В	23
ЮВ	15
Ю	9
ЮЗ	12
З	12
СЗ	9
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 1. 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. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 10104,999 тыс. м3 (за 9-месяцев)	К концу 2019 года ожидается увеличения фактических выбросов вредных веществ в атмосферу и это связано с увеличением плановых показателей добычи газа. Плановая добыча газа в 2019 году 23 135,2 тыс.м3.

2020	622,6332563	332,7097872	Добыча нефти– 257 694 тн; Добыча газа– 16315,753 тыс. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 10 601,011 тыс. м3	В 2020 г были демонтированы печи подогрева Плановая добыча газа в 2020 году 22 124,491 тыс.м3
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. м3; Использование газа на собственные нужды НГДУ за 2021 год – 14136,657 тыс. м3;	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 м3
2022	576,756	412,482	Добыча нефти за 2022 год – 319 500 т Добыча газа за 2021 год – 20,002 тыс. м3;	
2023	650,496	265,635 (9 мес)	Добыча нефти за 2023 год- 316 600 т Добыча газа за 2021 год – 20426 тыс. м3;	

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.КZ95VBS00024226). 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.

Таблица 11.1 – Класс опасности

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

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

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

Категория опасности предприятия рассчитывается по формуле:

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

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

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

q - константа, позволяющая соотнести степень вредности;

i - того вещества с вредностью сернистого газа.

Категорию опасности выбросов от представленного объекта определяют, исходя из полученного значения критерия опасности КОВ в соответствии с таблицей 11.2.

Таблица 11.2 – Определение категории опасности предприятия на существующее положение на 2024 год

Код загр. вещества	Наименование вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Выброс вещества, усл.т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0123	Железо (II, III) оксиды			0.04		3	0.27899993	1.7880481	44.7012025	44.7012025
0143	Марганец и его соединения		0.01	0.001		2	0.009715621	0.0473399	150.589793	47.3399
0184	Свинец и его неорганические		0.001	0.0003		1	0.00090067	0.00067671	3.98637616	2.2557
0301	Азота (IV) диоксид		0.2	0.04		2	3.98561580305	34.674934091	6596.93718	866.873352
0302	Азотная кислота (5)		0.4	0.15		2	0.00172666	0.02291536	0	0.15276907
0304	Азот (II) оксид (Азота		0.4	0.06		3	2.87151036401	24.022408619	400.373477	400.373477
0322	Серная кислота (517)		0.3	0.1		2	0.0000946	0.0001363	0	0.001363
0328	Углерод (Сажа, Углерод)		0.15	0.05		3	0.989043028	3.32806497	66.5612994	66.5612994
0330	Сера диоксид (Ангидрид)		0.5	0.05		3	2.954393027	32.604960454	652.099209	652.099209
0333	Сероводород		0.008			2	0.0151123178	0.2423045428	84.2661283	30.2880679
0337	Углерод оксид		5	3		4	16.414270456	94.291443484	22.2646528	31.4304812
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.0035775	0.012548	3.30739342	2.5096
0344	Фториды неорганические		0.2	0.03		2	0.01094645	0.032715	1.11921461	1.0905
0410	Метан (727*)				50		1.6012089507	21.523531756	0	0.43047064
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		7.7980819366	115.52607094	2.31052142	2.31052142
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		1.2495687883	28.668265105	0	0.95560884
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)		1.5			4	0.02646135	0.00006832	0	0.00004555
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.03722558	0.37592592	5.59284718	3.7592592
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.2			3	0.00708544	0.11813553	0	0.59067765
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.07434287	0.80916897	1.34861495	1.34861495
0627	Этилбензол (675)		0.02			3	0.00063755	0.00000168	0	0.000084
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.00000645	0.00000052	0	0.52
1129	Триэтиленгликоль -					1	0.29479788	4.6865788	4.6865788	4.6865788
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин)		0.03	0.01		2	0.065433138	0.61151749	210.054286	61.151749
1325	Формальдегид (Метаналь) (0.05	0.01		2	0.065433141	0.61151749	210.054286	61.151749
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ		0.00005			3	0.002867936	0.045592573	911.85146	911.85146

ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ (НДВ) АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» ДЛЯ ПРОМПЛОЩАДОК НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» НА 2024Г (КОРРЕКТИРОВКА)

2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)		5	1.5		4	0.10940064	1.190668	0	0.79377867	
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)		1			4	5.240710338	74.17439393	48.2201554	74.1743939	
2902	Взвешенные частицы (116)		0.5	0.15		3	0.17327	0.75626437	5.04176247	5.04176247	
2904	Мазутная зола теплоэлектростанций /в пересчете на ванадий/ (326)			0.002		2	0.00928442	0.147599996	268.208943	73.799998	
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0.3	0.1		3	0.004727668	0.01442	0	0.1442	
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04		0.0288	0.0843696	2.10924	2.10924	
2978	Пыль тонко измельченного резинового вулканизата из отходов подошвенных резин (1090*)				0.1		0.0226	0.044748	0	0.44748	
В С Е Г О :								44.3478505035	440.45733452	9695.68463	3350.94459
Суммарный коэффициент опасности: 9695.684627											
Категория опасности: 3											
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ;"а" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ 2. "0" в колонке 10 означает, что для данного ЗВ М/ПДК < 1. В этом случае КОВ приравнивается к 0. 3. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)											

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

2. Экологический кодекс Республики Казахстан, 2 января 2021 г;
3. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду;
4. ОНД-86 «Методика расчета концентрации в атмосферном воздухе, вредных веществ содержащихся в выбросах предприятий» М.Гидрометиздат. 1987 г. Унифицированная программа расчета загрязнения атмосферы «Эколог»;
5. «Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами», Алматы-1996 г.;
6. «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.;
7. 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»;
8. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение 13 к Приказу МООС №100-п от 18 апреля 2008 года;
9. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», РНД 211.2.02.04-2004, Астана-2004г.;
10. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», РНД 211.2.02.03-2004, Астана-2004г.;
11. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана-2005г.;
12. «Методика определения выбросов автотранспорта для сводных расчетов загрязнения атмосферы городов», РНД 211.2.02.11-2004, Астана-2004г.
13. Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от установок малой производительности по термической переработке ТБО и промотходов» Москва, 1998г.
14. 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;
15. Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.
16. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий. Приложение №3к. от 18.04.2008г.
17. «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.
18. «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.
19. «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