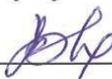


Акционерное общество «Мангистаумунайгаз»
ПУ «ЖЕТЫБАЙМУНАЙГАЗ»

УТВЕРЖДАЮ

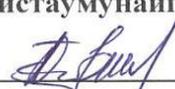
Директор ДБ и ОТ, ООС АО «Мангистаумунайгаз»

И Лун 

03 октября 2025 год



Заместитель директора ДБ и ОТ, ООС АО «Мангистаумунайгаз»

Ләтіп Б.Б. 

03 октября 2025 год

ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ
ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ (НДВ)
В АТМОСФЕРУ ДЛЯ ПУ «ЖЕТЫБАЙМУНАЙГАЗ»
АО «МАНГИСТАУМУНАЙГАЗ»
КОРРЕКТИРОВКА
НА 2026 ГОД

Директор ТОО «ДИК Ойл»



Баудияров А.Б.

г. Актау – 2026г.

1. СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

№ п/п	Должность исполнителя	Подпись исполнителя	Инициалы и фамилия исполнителя
1	Руководитель проекта		Баудияров А.Б.
2	Исполнитель проекта		Жумагалиева М.Б.
	Ответственный за выпуск документации		

2. АННОТАЦИЯ

Проект нормативов эмиссий допустимых выбросов загрязняющих веществ для АО «Мангистаумунайгаз» Производственного управления «Жетыбаймунайгаз» на 2026 год произведена силами ТОО «Казахстанский Институт Содействия Промышленности».

Основанием для корректировки проекта нормативов эмиссий допустимых выбросов загрязняющих веществ (НДВ) в атмосферу для ПУ «Жетыбаймунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз» на 2026 год является:

- *Экологический Кодекс Республики Казахстан от 02 января 2021 года №400 – VI Глава 5, ст.39, Водный кодекс Республики Казахстан* (с изменениями и дополнениями нормативного документа по состоянию на дату выполнения разработки проекта);

В настоящем проекте рассмотрены объекты ПУ «Жетыбаймунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз», которые относятся к объектам I категорий по классификации ст. 40 Экологического Кодекса Республики Казахстан.

В проект нормативов эмиссий допустимых выбросов загрязняющих веществ для ПУ ЖМГ внесены корректировки с целью установления нормативов эмиссий на 2026 год, являющихся основой для выдачи экологического разрешения и принятия решения о необходимости проведения технических мероприятий, направленных на снижение негативного действия на атмосферный воздух

Также в настоящем проекте включены объемы объектов намечаемой деятельности на период эксплуатации:

- ✓ Работы «Трикантерной установки по переработке и очистке трудно разрушаемой нефтяной эмульсии на территории цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН) ПУ «Жетыбаймунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз» для ТОО «BSG Technology» (БиЭсДжи Технолоджи);
- ✓ Работы по рекультивации и восстановлению земель, расположенных на объектах месторождения Жетыбай, ПУ «Жетыбаймунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз»;
- ✓ Производственная площадка ТОО «Caspian Food» на месторождениях Жетыбайской группы;
- ✓ Работы по переработке нефтеотходов методом биоремедиации (МБР) на территории ПУ «ЖМГ»;
- ✓ Работы «Строительство ГУ-4 ЦДНГ №3 на месторождении Асар»;
- ✓ Работы «Строительство АГЗУ ЗУ-5А, ЗУ-6 и ЗУ-13А на м/р Жетыбай»;
- ✓ Работы «Обустройство уплотняющих скважин Жетыбайской группы месторождения 24 очередь»;
- ✓ Работы «Обустройство уплотняющих скважин Жетыбайской группы месторождения. 25 очередь»;
- ✓ Работы «Установка дополнительных оборудования на ГУ, ЗУ и системы ППД Жетыбайской группы месторождения. II очередь»;
- ✓ Работы «РВС-5000 куб.м с опорной насосной станцией на БКНС-3 м/р Жетыбай».

В данной корректировке рассчитаны нормативы эмиссий допустимых выбросов загрязняющих веществ производственного управления «Жетыбаймунайгаз».

В проект нормативов эмиссий допустимых выбросов загрязняющих веществ внесены корректировки в части сжигания сырого газа, сроком на 2026 год.

Корректировка Проекта нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу выполнена с учетом производственных показателей по предприятию по добыче нефти и газа, предоставленных Заказчиком.

Работа по определению уровня воздействия выбросов вредных веществ на загрязнение атмосферного воздуха проводилась в два этапа:

1. Инвентаризация существующих источников выбросов ЗВ.
2. Корректировка проекта НДВ.

НДВ разделены на основное производство, вспомогательные работы технологически связанные с основным производством, выполняемые силами подрядных компаний. Все объекты основного и вспомогательного производства расположенные на территории месторождений Жетыбайской группы, как и работы/услуги, будут проводиться силами подрядных компаний на данных месторождениях.

Состав проекта НДВ и источники загрязнения расставлены и определены для данной категории согласно Приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта

2021 года № 63 «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду».

Проект нормативов НДВ включает в себя общие сведения о предприятии и характеристику применяемого оборудования, расчет количественных характеристик выбросов загрязняющих веществ, обоснование санитарно-защитной зоны, а также нормативы выбросов загрязняющих веществ.

В результате инвентаризации источников выбросов на территории предприятия было выявлено **3727 источников загрязнения**, из них

- организованных источников загрязнения атмосферы - **3243 единиц**;
- неорганизованных источников загрязнения атмосферы - **484 единиц**.

Согласно проведенным расчетам в атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества 54 наименований и 12 групп веществ, обладающих при совместном присутствии суммирующим вредным воздействием на окружающую среду.

Качественные и количественные характеристики выбросов ЗВ определены расчетным методом по утвержденным методикам.

Суммарные выбросы загрязняющих веществ после выполнения корректировки от предприятия на 2026 год, подлежащих нормированию составят **11908,014921 г/с** или **6958,728400 т/год**.

3. СОДЕРЖАНИЕ

1. СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ.....	2
2. АННОТАЦИЯ.....	3
3. СОДЕРЖАНИЕ.....	5
4. ВВЕДЕНИЕ.....	6
5. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ Об операторе.....	7
6. ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЕРАТОРА, КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ.....	20
6.1. Краткая характеристика технологии производства, технологического оборудования и источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.....	20
6.1.1. Основная деятельность.....	20
6.1.2. Вспомогательные подразделения.....	21
6.1.3. Работы/услуги, технологически связанные с деятельностью ПУ «ЖМГ».....	22
6.1.4. Физико-химические свойства нефти и газа.....	23
6.2. Краткая характеристика технологии производства, технологического оборудования и источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.....	24
Таблица 6.2.5-1 – Объемы неизбежного сжигания попутного газа (согласно ППРГ, Разрешения).....	43
6.3. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу.....	46
Таблица 3.1 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на 2026 год ПУ «ЖМГ».....	46
Таблица №3.4. - Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ, в атмосфере.....	48
Таблица №3.4.1 - Таблица групп суммации.....	48
6.4. Оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню в стране и мировому опыту.....	49
6.5. Перспектива развития производства.....	49
6.6. Характеристика пылегазоулавливающего оборудования.....	49
6.7. Характеристика аварийных и залповых выбросов.....	49
6.8. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.....	50
6.9. Обоснование полноты исходных данных принятых для расчета.....	50
7. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ ВРЕДНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ.....	52
7.1. Мониторинг воздействия на атмосферный воздух.....	52-53
Таблица 7.1.1 - Анализ фоновое загрязнение атмосферного воздуха.....	52-53
Таблица 3.10 – План-график контроля источников загрязнения атмосферы на 2026 год.....	54
8.1. КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	67
8.2. Метеорологические характеристики и коэффициенты при расчете загрязнения атмосферы.....	69
8.3. Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ, в атмосфере.....	69
8.3. Результаты расчетов уровня приземных концентраций загрязнения атмосферы вредными веществами.....	70
8.4. Предложения по установлению нормативов НДВ.....	73
Таблица 3.6 - Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию.....	73
Таблица 3.7. - План технических мероприятий ПУ ЖМГ.....	74
9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ.....	79
Таблица 3.8. Мероприятия по сокращению выбросов ЗВ в атмосферу в периоды НМУ.....	81
10. КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ.....	95
Таблица 3.10 План- график замеров СЗЗ.....	97
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	101

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1	Таблицы (3.1-3.3-3.5-3.6 -3.8-3.9-3.10-2.4-Б4-Залповые выбросы)
Приложение 2	Бланк инвентаризации вредных загрязняющих веществ в атмосферный воздух и их источников выбросов;
Приложение 3	Справки РГП КАЗГИДРОМЕТ, лицензия ТОО «КИСП»
Приложение 4	Исходные данные
Приложение 5	Картографический материал, расчет рассеивания приземных концентраций, расчет валовых выбросов
Приложение 6	ПРИСПГ, протокол ЦКРР, Разрешение на сжигания сырого газа
Приложение 7	Пояснительная записка

4. ВВЕДЕНИЕ

Экологический Кодекс Республики Казахстан от 02 января 2021 года №400 – VI Глава 5, ст.39, Водный кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями нормативного документа по состоянию на дату выполнения разработки проекта);

Срок действия существующего Проекта (НДВ) по ПУ «Жетыбаймунайгаз», истекает 31.12.2026 года.

Корректировка проекта нормативов эмиссий допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для АО «Мангистаумунайгаз» разработан на основании нормативно-правовых актов Республики Казахстан, базовыми из них являются следующие:

- Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК;
- РНД 211.2.02-97 «Рекомендации по оформлению и содержанию проектов нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу (НДВ) для предприятий Республики Казахстан»;
- Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, утвержденные приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № КР ДСМ-70.
- Приказ об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" № 26447 от 11.01.2022 года.
- РНД 211.202.01-2000. Инструкция по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу;
- Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду, утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду».

При разработке проекта НДВ использованы основные директивные и нормативные документы, инструкции и методические рекомендации по нормированию качества атмосферного воздуха, указанные в списке использованной литературы.

Количественный и качественный состав выбросов вредных веществ в атмосферу определены на основании анализа технологических процессов и расчетов, проведенных в соответствии с отраслевыми нормами технологического проектирования и отраслевыми методическими указаниями, и рекомендациями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу с учетом основных производственных показателей работы предприятия, предоставленных предприятием – заказчиком.

Заказчик - АО «Мангистаумунайгаз»

130000, Республика Казахстан, Мангистауская обл., г. Актау, 6 мкр-н, здание 1 телефон (+7 7292) 215-337, ДБ и ОТ, ООС, СООС и ПГ (+ 7 7292) 215-358, 215-574.

Исполнитель - ТОО «ДИК Ойл», имеющим государственную лицензию № 02922Р от 02.06.2025 г. Лицензия выдана Республиканское государственное учреждение "Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан". Министерство экологии и природных ресурсов Республики Казахстан., в состав которых входит природоохранное проектирование и нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности (Приложение 1).

Реквизиты: Казахстан, г. Актобе, Проспект Санкибай Батыра, до 74 «В», 12 Тел.: тел: 7-(705) 605-60-88, e-mail: Dik-oil@mail.ru.

5. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ

Наименование оператора - АО «Мангистаумунайгаз» ПУ «Жетыбаймунайгаз».

Почтовый адрес - 130000, Республика Казахстан, Мангистауская обл., г. Актау, 6 мкр-н, здание 1.

Вид деятельности - основным производственным направлением АО «Мангистаумунайгаз» (далее АО «ММГ»), созданным в 1995 году постановлением Мангистауского территориального комитета по государственному имуществу, является разведка и эксплуатация нефтегазовых месторождений, добыча нефти и газа и их реализация.

АО «Мангистаумунайгаз» осуществляет разработку и доразведку на 14 нефтяных и газоконденсатных месторождениях Мангистауской области: (Южный Жетыбай, Алатобе, Северный Аккар, Придорожное, Жетыбай, Оймаша, Северное Карагия, Айрантакыр, Ащиагар, Атамбай – Сартобе, Бектурлы, Асар, Бурмаша, Восточный Жетыбай) на основании Контракта, заключенного между АО «ММГ» и Правительством РК от 11.05.98г.,

Производственное управление «Жетыбаймунайгаз» является структурным подразделением АО «Мангистаумунайгаз» и осуществляет разработку нефтяных залежей нефтегазового месторождения Жетыбай, добычу, сбор и подготовку нефти до товарного состояния. Обзорная схема расположения месторождений ПУ «Жетыбаймунайгаз» представлена на рисунке 1.

Район расположения месторождений ПУ «ЖМГ» связан автомобильными дорогами с такими городами как Актау, ЖанаОзен, железной дорогой Узень – Бейнеу – Макат с другими областями РК, Россией и странами Средней Азии. Ближайшие железнодорожные станции разгрузки: Мангышлак, Жетыбай.

Ближайшими населёнными пунктами от м/р Жетыбай, являются пос. Жетыбай - 13 км и пос. Мунайши - 6км. Крупнейшее в группе Жетыбайских месторождений месторождение Жетыбай было открыто в 1961 г. и введено в промышленную разработку в 1967г., остальные месторождения ПУ «Жетыбаймунайгаз» были введены в эксплуатацию в 70–90 годы.

Добыча нефти на месторождении ведется в основном механизированным способом, сбор и внутрипромысловый транспорт добываемой продукции осуществляется по однотрубной герметизированной лучевой системе.

Система газосбора месторождения Жетыбай введена в эксплуатацию в 1977 г и представляет собой герметизированный комбинированный осевой коллектор длиной 17868 м, простирающийся с запада на восток через все месторождение от ГУ № 13 (ЦДНГ-1) до ГУ- 28 (ЦДНГ-2). К осевому коллектору подключены все ГУ месторождения Жетыбай.

Нефть месторождения Жетыбай по составу, структурно-механическим свойствам является весьма специфической, что представляет ряд сложностей при разработке, добыче и транспортировке нефти. Плотность нефти составляет 0,84–0,87 г/см³, температура застывания 28–34°С, содержание смол 8–15%, парафинов – 20-24%, выход светлых фракций до 300°С – 27–40%.278,97.

С начала разработки из продуктивных горизонтов месторождений ПУ «ЖМГ» отобрано 84,9 млн. тонн нефти, жидкости – 152,4 млн.тонн. Накопленная закачка воды по месторождению – 268,4 млн.м³. Накопленная компенсация отборов закачкой – 135,09 %.

Обводненность скважин по месторождению составила 61,3 %. Количество обводненных скважин в интервале 0-30 % составляет 142 единицы, в интервале 30-50 % – 73 единицы, в интервале 50-95 % – 296 единиц, свыше 95 % – 64 единицы.

Ежесуточная добыча нефти составляет более 6,5 тыс. тонн.

Планируемый фонд скважин ПУ «ЖМГ» по состоянию на 2026 год составляет **3253** скважин и представлен в виде таблицы 6.1.

Таблица №6.1. Прогнозный фонд эксплуатационных скважин на 2026 г.

Количество скважин на 2026 г						
№№	Фонд	Всего	ЦДНГ-1	ЦДНГ-2	ЦДНГ-3	ЦППД
1	Добывающие	1741	669	814	258	
1.1.	действующие в т.ч.	1198	416	596	186	
1.1.1.	<i>простаивающие</i>	96	44	39	13	
1.1.2.	<i>дающие нефть</i>	1102	372	557	173	
1.2.	бездействующие	539	250	217	72	
1.2.2.	в освоении	4	3	1		
2	Нагнетательные	597				597
2.1.	действующие	414				414

2.1.1.	простаивающие	50				50
2.1.1.1.	под закачкой	364				364
2.2.	бездействующие	182				182
2.2.1.	в освоении	1				1
3	Ликвидированные	771	278	201	66	226
4	В консервации	19	10		9	
5	Контрольные	98	21	23	13	41
6	Водозаборные	27				27
7	действующие в.т.ч.	19				19
8	бездействующие					
9	в освоении	8				8
	Общий фонд	3253	978	1038	346	891

«Уточненному проекту разработки месторождения Жетыбай», утвержденному ЦКР РК в 2018 году, имеются следующие Протокол заседания Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан:

«Дополнение к проекту разработки месторождения Айрантақыр» (Протокол ЦКРР РК 40/4 от «25» мая 2023 года);

- «Проект разработки месторождения Алатюбе по состоянию на 01.01.2021 г.» (Протокол ЦКРР РК 22/3 от «27» января 2022 года);

- «Проект разработки месторождения Асар» (Протокол ЦКРР РК 10/7 от «31» мая 2019 года);

- «Проект разработки месторождения Атамбай - Сартюбе по состоянию на 01.01.2021 г.» (Протокол ЦКРР РК 20/2 от «24 - 25» ноября 2021 года);

- «Проект разработки месторождения Бурмаша по состоянию на 01.07.2022 г.» (Протокол ЦКРР РК 35/9 от «8» декабря 2022 года);

- «Анализ разработки месторождения Жетыбай» (Протокол ЦКРР РК 45/8 от «23 - 24» ноября 2023 года);

- «Проект разработки месторождения Жетыбай Восточный по состоянию на 01.01.2022 г.» (Протокол ЦКРР РК 36/2 от «12» января 2023 года);

- «Проект разработки месторождения Жетыбай Южный» (Протокол ЦКРР РК 25/4 от «28» апреля 2022 года);

- «Проект разработки месторождения Оймаша по состоянию на 01.07.2021 г.» (Протокол ЦКРР РК 28/2 от «16» июня 2022 года);

- «Проект разработки месторождения Придорожное по состоянию на 01.01.2021 г.» (Протокол ЦКРР РК 23/8 от «24» февраля 2022 года);

- «Проект разработки месторождения Северный Аккар по состоянию на 01.01.2022 г.» (Протокол ЦКРР РК 36/13 от «12» января 2023 года);

- «Проект разработки месторождения Северное Карагие» (Протокол ЦКРР РК 36/3 от «12» января 2023 года).

Месторождение Асар расположено в 15 км восточнее месторождения Жетыбай, расстояние до г. Жана-Озен составляет 40 км, до г. Актау 110 км. Площадь месторождения 1961,86 га. Нефти месторождения по своим свойствам близки к нефти других месторождений Южного Мангышлака.

Месторождение Оймаша расположено в южной части полуострова Мангистау, Ближайшие населенные пункты г. Жетыбай – 60 км, п. Курык – 22 км - и г. Актау – 33 км. Площадь месторождения – 3,24 га. Нефти легкие, с высоким выходом светлых фракций. Содержание асфальто-смолистых веществ колеблется от 5 % до полного отсутствия. Содержание высокомолекулярных парафиновых углеводородов достаточно высокое – от 10 до 18%, что обуславливает положительную температуру застывания нефти (от +12 до +27°C).

Месторождение Северное Карагие расположено на расстоянии 33 км от п. Жетыбайи 16 км от ст. Мангышлак. Площадь месторождения – 21,5 га. Нефть легкая, малосернистая, парафинистая, застывает при температуре выше +20°C, Выход светлых фракций достаточно высок и составляет в среднем 39% объема.

Месторождение Южный Жетыбай площадь месторождения составляет 323,55 га. Расстояние до месторождения Жетыбай составляет 5 км. Ближайшими населенными пунктами являются пос. Жетыбай, расположенный в 11 км от месторождения и пос. Мунайши, расположенный на расстоянии

3 км. Расстояние до областного центра г. Актау составляет 80 км. Нефти месторождения Южный Жетыбай по своим свойствам близки к нефтям других месторождений Южного Мангышлака и характеризуются небольшими значениями плотности, высоким содержанием парафиновых углеводородов и асфальте-смолистых веществ, которые определяют высокую температуру застывания нефти (от +26 до +32°C).

Месторождения Восточный Жетыбай площадь месторождения составляет 1023,2 га. Ближайшими населенными пунктами являются пос. Жетыбай, расположенный в 28 км от месторождения и пос. Мунайши, расположенный на расстоянии 25 км. Расстояние до областного центра г. Актау составляет 110 км. Нефть месторождения по своим свойствам близка к нефти других месторождений Южного Мангышлака и характеризуется небольшими значениями плотности, высоким содержанием парафиновых углеводородов и асфальто-смолистых веществ, которые определяют высокую температуру застывания нефти.

Месторождение Алатюбе расположено на расстоянии 44 км от пос. Жетыбай и на расстоянии 16 км от ст. Мангистау. Площадь месторождения составляет 3313,1 га. Нефть парафинистая, малосернистая, застывающая при температуре +27°C. Содержание асфальтено-смолистых веществ небольшое.

Месторождение Бурмаша расположено в 10 км от месторождения Асар. Площадь месторождения составляет 533,6 га. Расстояние до областного центра - г. Актау составляет 10 км.

Месторождение Северный Аккар расположено на расстоянии 28 км от пос. Жетыбай и на расстоянии 42 км от ст. Мангышлак. Площадь месторождения составляет 1960,0 га.

Месторождение Атамбай-Сартюбе в административном отношении находится на территории Каракиянского района Мангистауской области РК. Ближайшими населенными пунктами являются районный центр Курык и областной центр г. Актау, которые расположены на расстоянии 55 км и 36 км от месторождения. В морском порту г. Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен нефтепровод Жетыбай - Актау, по которому транспортируется нефть месторождения. Нефть месторождения Атамбай-Сартюбе - высокопарафинистая, малосернистая, светло-коричневого цвета. Температура застывания - плюс 29 °C. Сероводород в газе отсутствует.

Месторождение Придорожное расположено на территории Южного Мангистау и в административном отношении входит в Ералиевский район Мангистауской области Республики Казахстан. Ближайшие населенные пункты: г. Актау – 69 км, г. Жанаозен – 71 км, пос. Жетыбай – 10 км, пос. Ералиево – 46 км. Асфальтированная дорога Актау – Жетыбай – Жанаозен расположена в районе месторождения Придорожное. Площадь 1790,1 га.

Месторождение Ащиагар в административном отношении находится на территории Каракиянского района Мангистауской области РК. Ближайшие населенными пунктами являются поселок Мунайши (35 км), где расположена железнодорожная станция Мангышлак. Районный центр Курык расположен в 55 км от месторождения, областной центр г. Актау – в 40 км от месторождения. В морском порту г. Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен магистральный нефтепровод Жетыбай – Актау, по которому транспортируется нефть с месторождения.

Месторождение Бектурлы расположено в 20 км от ближайшего населенного пункта поселка Мунайши, где находится ПУ «ЖМГ» и железнодорожная станция, в 75 км от г. Жанаозен, в 80 км от г. Актау. Вблизи месторождения проходит магистральный газопровод Жанаозен - Атырау - Самара, в 75 км проходит газопровод Средняя Азия-Центр. Нефть месторождения Бектурлы на 60-70 % состоит из углеводородов парафинового ряда, на ароматические углеводороды приходится 10-15 %. Выход светлых фракций колеблется в диапазоне от 25 до 40 %.

Месторождение Айрантакыр расположено на расстоянии 20 км от г. Жанаозен и в 110 км от г. Актау. Вблизи месторождения проходит асфальтированная автотрасса Актау - Жетыбай. К югу от месторождения в 25 км проходит железнодорожная дорога Жанаозен - Жетыбай-Курык-Мангистау-Атырау. В морском порту г. Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен магистральный нефтепровод Жетыбай - Актау. Площадь 142,3 га.

На месторождениях Жетыбайской группы действует напорная система нефти и газа, которая представляет собой разветвленную сеть трубопроводов различного диаметра (Д 219 - 325 мм - осевые, Д 159 - 168 мм - сточные). Нефть из скважин по выкидным линиям Д = 114 поступает на групповые и замерные установки. Скважины к ЗУ и ГУ подключаются по лучевой системе без учета принадлежности скважин к объектам разработки. Транспортировка добываемой продукции от устья скважин до ГУ и ЗУ происходит по выкидным линиям, средняя длина которых составляет 500-700 м за счет действия буферных давлений.

Добыча нефти на месторождениях ПУ «Жетыбаймунайгаз» ведется в основном механизированным способом при помощи станков-качалок, сбор и внутрипромысловый транспорт добываемой продукции осуществляется по однотрубной герметизированной лучевой системе.

Система сбора нефтяного газа месторождения Жетыбай введена в эксплуатацию в 1977г. и представляет собой герметизированный комбинированный осевой коллектор длиной 17 868 м, простирающийся с запада на восток через все месторождение от ГУ № 13 (ЦДНГ-1) до ГУ № 28 (ЦДНГ-2). К осевому коллектору подключены все ГУ месторождения Жетыбай.

В таблице 6.2 представлен баланс предприятия по подразделению «Жетыбаймунайгаз» на 2026г. по технологическому блоку.

Таблица 6.2 - Баланс предприятия на 2026г.

Цех	спутник	Газовый сепаратор	буферная емкость	насосы	Дренажная емкость
ЦДНГ 1	44	31	47	81	47
ЦДНГ 2	53	29	26	52	36
ЦДНГ 3	17	10	12	28	29
Итого:	114	70	85	161	112

Прогнозный показатель добычи и расхода попутного газа на собственные нужды по ПУ «ЖМГ» на 2026г. представлены в таблицах 6.3 – 6.4

Таблица 6.3 - Прогнозные показатели добычи нефти ПУ «ЖМГ» на 2025 – 2026 гг.

№ п/п	Месторождение	Единица измерения	План на 2025 год	План на 2026 год
1	Жетыбай	тыс. тонн	2 096,297	1908,700
2	Асар		323,059	408,000
3	Юж. Жетыбай		39,983	75,000
4	Бектурлы		18,609	27,399
5	Вост. Жетыбай		47,193	65,000
6	Атамбай		5,523	38,959
7	Ащиагар		0,000	0,000
8	Айрантакыр		9,421	21,800
9	Сев.Аккар		10,569	82,700
10	Оймаша		3,530	39,300
11	Придорожное		4,757	29,510
12	Сев.Карагие		9,298	19,700
13	Алатюбе		6,631	38,835
14	Бурмаша		6,298	21,295
Итого по ПУ «ЖМГ»			2 581,168	2 776,198

Таблица 6.4 - Прогнозные показатели добычи газа ПУ «ЖМГ» на 2025 – 2026 гг.

№ п/п	Месторождение	Единица измерения	План на 2025 год	План на 2026 год
1	Жетыбай	тыс. м ³	309,049	286,301
2	Асар		31,337	37,500
3	Юж. Жетыбай		2,439	8,800
4	Бектурлы		1,188	3,700
5	Вост. Жетыбай		2,900	6,100
6	Атамбай		0,677	4,900
7	Ащиагар		0,000	0,000
8	Айрантакыр		0,166	0,460
9	Сев.Аккар		1,271	11,230
10	Оймаша		0,416	5,700
11	Придорожное		0,434	2,890
12	Сев.Карагие		1,177	1,800
13	Алатюбе		0,857	5,000
14	Бурмаша		0,258	0,900
Итого по ПУ «ЖМГ»			352,169	375,281

Таблица 6.5 - Баланс распределения попутно-нефтяного газа

Проект на 2026 год разработан без объемов неизбежного сжигания, также по ГПЭС не включены объемы ГПЭС- планируется корректировка проекта после получения согласования в государственном контролирующим органов.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2025 год	2026 год
1	Добыча	тыс. м ³	352 171,648	375 281,000
2	Объем неизбежного сжигания газа	тыс. м ³	2 028,579	2 616,805
3	Собственные нужды	тыс. м ³	115 290,832	120 487,323
4	Технологические потери	тыс. м ³	322,237	1 153,142
5	Реализация газа ТОО "Oil Preparation Terminal"	тыс. м ³	540,000	540,000
6	Объем сырого газа, используемый для выработки электроэнергии, м ³ (ГПЭС)	тыс. м ³	0,000	58 376,640
7	Поставка сторонним организациям	тыс. м ³	238 490,000	639 033,863
7.1.	Поставка ТОО "КазГПЗ"	тыс. м ³	233 990,000	191 798,763
7.2.	Поставка газа Jupiter Energy Pte. Ltd	тыс. м ³	4 500,000	8 800,000
7.3.	Поставка газа ТОО «SherqalaPetroleum»	тыс. м ³	0,000	427 725,100
7.4.	Поставка газа ТОО «Емир-Ойл»	тыс. м ³	0,000	10 710,000

Таблица 1.2. - Количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферу источников загрязнения (без максимальных выбросов залповых и аварийных источников) на 2026 г.:

№ п/п	Наименование параметра	Максимально-разовый выброс,г/с	Валовый выброс,т/год
1	Суммарный выброс ЗВ в атмосферу на 2026 год	11 908,01492	6 958,728403
	твердые	233,6004637	107,8425924
	газообразные и жидкие:	11 674,41445	6 850,885811

Сравнительный анализ за последние 3 года по выбросам ЗВ и количеству источников выбросов по сравнению на 2023-2026 гг. представлен в таблице 1.3.

Таблица 1.3. - Сравнительный анализ по проектным и фактическим показателям производственной деятельности

Наименование показателя	2023 год		2024 год		2025 год		2026 год
	план	факт	план	Факт	план	Факт	план
Добыча нефти, тыс/тонн	2904,81	2597,11	2795,38	2352,07	2864,695	2588,768	2776,198
Добыча газа, млн.м ³	397,574	310,918	386,078	306,182	352,950	319,0924	375,281
Фонд скважин	2392	2263	3188	1197	3253	3145	3253
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, т/год	12133,9	1578,5	9320,3	64,718	8325,952	7330,4107	6 958,728
	8377,54	1947,08	9567,8	6763,53	-	-	-
	6009,91	3473,71	-	-	-	-	-

Таблица 1.4 - Сравнительный анализ по выбросам ЗВ и количеству источников для ПУ «ЖМГ»

Года	Нормативы выбросов, т/год	Фактические выбросы, т/год	Количество источников загрязнения атмосферы		ИТОГО
			Органи- зованный	Неоргани- зованный	
2023 год проведено три корректировки	12 133,850	5387,644	4130	547	4677
	8377,543				
	6009,905				
2024 год	9320,307	64,718	2878	396	3274
2024 год корректировка	9567,836	6445,61	2884	426	3310
2025 год	8325,951	7346,789	3221	484	3705
2026 год	6881,56793	-	3238	484	3722
2026 год корректировка	6 958,728	-	3727	484	3243

*в корректировку 2026 года увеличение объемов ЗВ, также увеличение по источникам ЗВ, вошли факела – сжигания сырого газа по Разрешениям на сжигания газа.

На период 2026 г было получено Разрешение в МЭ РК было №: KZ53VCZ14622187 от 22.12.2025 года для ПУ «Жетыбаймунайгаз» объем – 6881,56793 тонн/год.

*согласно вышеуказанной таблицы наблюдается уменьшение/увеличение по основной деятельности с учетом намечаемой деятельности в сравнении с предыдущим 2025 годом, а именно, в таблице указаны объемы за предыдущие 3 года:

Таблица №1.5 – Доля вклада по источникам ПУ «ЖМГ»

Источники выделения	Код ЗВ	Лимит 2023 год	Лимит 2024 год	Лимит 2025 год	Лимит 2026 год
Дренажные емкости	2754	4,291	10,38664	4,278	4,278
	2750	0	0,1835	0	0
РЕЗЕРВУАРЫ (ПАРЫ НЕФТЕЙ И БЕНЗИНОВ, УПАН)	415	930,233	863,107781	884,786110	473,266
	416	344,055	320,49274	327,245841	175,041
	602	4,493	4,185323	4,273733	2,285987
	616	1,412	1,3151015	1,343173	0,71845
	621	2,824	2,631203	2,686346	1,436906
	0333	0,770	0,7170554	0,732639	0,393636
	ИТОГО:	1283,787	1195,8703	1221,0831	653,140
АККУМУЛЯТОРНЫЕ	322	3,15E-05	3,15E-05	3,15E-05	0,000031
ГАЗОСВАРКА	ИТОГО:	1,837	1,706	1,8125	1,812493
ЭЛЕКТРОСВАРКА	ИТОГО:	1,053	0,984	1,065521	0,984181
КОТЕЛЬНАЯ	ИТОГО:	5,79E-05	2,42192	0,000058	51,792
САГ	ИТОГО:	50,709	43,657	44,32401	46,723472
Замазученный грунт	2754	179,394	123,370	123,36990	123,3699
СТАНОЧНЫЙ ПАРК	ИТОГО:	23,627	3,477	3,4766	3,4766
ПОКРАСОЧНЫЕ РАБОТЫ	ИТОГО:	41,941	29,789	30,5400	31,5000
Разгрузка, погрузка, хранение строительных материалов	108	0,001	0,001	0,001	0,001
	2907	0,000	0,000	0,000	0,000
	2908	6,681	6,681	6,681	6,681
	2909	0	43,63363	43,63363	0
	ИТОГО:	6,682	50,31563	50,31563	6,682
ФАКЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ	301	3,825	3,073	5,49346	7,32223901
	328	2,550	2,561	0,89269	6,10186584
	337	25,498	25,611	45,77886	61,01865
	410	0,637	0,640	4,57789	1,52546646
	330	0,000	0,001	1,14447	0,00237537
	333	0,000	0,000	0,00172	0,00000202
	ИТОГО:	32,510	32,385	57,88909	77,1604710
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПЕЧИ	301	282,745	1315,7274	1072,5897	738,2251
	304	44,765	213,80574	174,2958	119,9616
	337	167,048	222,76368	203,72481	217,7480
	410	167,048	223,14968	203,72481	217,7480
	330	0,087	0,111523	0,1227	0,109164
	ИТОГО:	661,694	1975,5580	1654,4372	1293,7919
Продувочные свечи печей	415	9,931	10,344983	10,67111	10,671113
ЕМКОСТИ С ДИЗ/ТОПЛИВОМ	ИТОГО:	0,500	4,278	4,278	0,015641
ТЕХ/БЛОКИ	ИТОГО:	607,955	566,11560	568,24312	548,500
Потери нефтяного газа при работах при подготовке к КРС и ПРС	415	1201,666	1218,711	1218,711	1218,7114
Продувочная свечи Групповых установок	415	13,829	13,829	13,829	13,82896
СКВАЖИНЫ	ИТОГО:	1362,288	1352,200	1352,200	1352,2002
Отбор проб	415	0,019	0,019	0,019	0,018923
НАЛИВНОЙ СТОЯК	ИТОГО:	17,692	12,754	12,754	12,753698
ХИМИЧЕСКАЯ ЛАБОРАТОРИЯ	ИТОГО:	0,027	0,027	0,027	0,02656
Блок дозирования реагентов БР-25	1608	1,661	1,661	1,661	0,276847
	1611	2,509	2,509	2,509	0,418144
	1023	0,000	0,000	0,000	0
	ИТОГО:	4,170	4,170	4,170	0,6949921
УПАН	415	123,409	141,039	141,039	141,03894
	416	45,644	52,165	52,165	52,164554

	602	0,596	0,681	0,681	0,6812535
	616	0,187	0,214	0,214	0,2141082
	621	0,375	0,428	0,428	0,428216
	0333	0,102	0,029	0,11679	0,1167863
	ИТОГО:	170,313	194,556	194,643	194,64385
печь для наплавки баббита	168	3,36E-04	0,000	0,000	0,000
	184	6,12E-04	0,001	0,001	0,001
	190	1,92E-05	0,000	0,000	0,000
	ИТОГО:	9,67E-04	0,001	0,001	0,001
изготовление РТИ	330	8,64E-06	0,000	0,000	0,0000086
	337	2,88E-06	0,000	0,000	0,0000028
	2704	0,086	0,086	0,086	0,0864
	3708	0,049	0,049	0,049	0,048816
	ИТОГО:	0,135	0,135	0,135	0,1352275
Стенд ТНВД	2754	0,055	0,055	0,055	0,055
	ИТОГО:	0,055	0,055	0,055	0,055
при ремонте газопровода	415	2,183	2,183	2,183	2,183
	ИТОГО:	2,183	2,183	2,183	2,1831315
АВТОСТОЯНКИ ДЗиМТС ТД+мойка	301	4,930	4,930	4,930	4,93
	304	0,002	0,002	0,002	0,002
	328	2,648	2,648	2,648	2,648
	330	2,518	2,518	2,518	2,518
	337	10,885	10,885	10,885	10,885
	2732	0,008	0,008	0,008	0,008
	2704	0,031	0,031	0,031	0,031
	2978	0,060	0,060	0,060	0,06
	322	0,001	0,001	0,001	0,001
	703	0,000	0,000	0,000	0
	2754	2,792	2,792	2,792	2,792
	ИТОГО:	23,874	23,874	23,874	23,875
АЗС ТРК ДМиСН	2754	0,171	0,171	0,171	0,171
	415	0,439	0,439	0,439	0,439
	416	0,107	0,107	0,107	0,107
	501	0,015	0,015	0,015	0,015
	602	0,012	0,012	0,012	0,012
	616	0,001	0,001	0,001	0,001
	621	0,008	0,008	0,008	0,008
	627	0,000	0,000	0,000	0
	ИТОГО:	0,753	0,753	0,753	0,753
Зачистка РВС ДМиСН	301	0,002	0,002	0,002	0,002
	337	0,008	0,008	0,008	0,008
	330	0,003	0,003	0,003	0,003
	415	0,337	0,337	0,337	0,337
	416	0,082	0,082	0,082	0,082
	601	0,009	0,009	0,009	0,009
	602	0,001	0,001	0,001	0,001
	2754	0,299	0,299	0,299	0,299
	328	0,000	0,000	0,000	0
	ИТОГО:	0,741	0,741	0,741	0,741
Битумоварочные котлы ДКС	301	0,012	1,68416	1,68416	1,68416
	304	0,002	0,273676	0,273676	0,273676
	328	0,024	0,024	0,024	0,024
	337	0,323	5,26301	5,26301	5,26301
	ИТОГО:	0,360	7,582906	7,582906	7,244846
КРС Подъемный агрегат	301	198,059	22,132	22,132	22,132
КРС Подъемный агрегат	304	32,191	3,596	3,596	3,596
КРС Подъемный агрегат	328	12,381	1,383	1,383	1,383
КРС Подъемный агрегат	330	30,953	3,458	3,458	3,458
КРС Подъемный агрегат	337	160,954	17,982	17,982	17,982
КРС Подъемный агрегат	703	3,40E-05	0,000	0,000	0,000
КРС Подъемный агрегат	1325	3,095	0,346	0,346	0,346

КРС Подъемный агрегат	2754	74,286	8,299	8,299	8,299
КРС ДЭГ	301	110,054	11,066	11,066	11,066
КРС ДЭГ	304	17,884	1,798	1,798	1,798
КРС ДЭГ	328	6,878	0,692	0,692	0,692
КРС ДЭГ	330	17,196	1,729	1,729	1,729
КРС ДЭГ	337	89,419	8,991	8,991	8,991
КРС ДЭГ	703	1,89E-05	0,000	0,000	0,000
КРС ДЭГ	1325	1,720	0,173	0,173	0,173
КРС ДЭГ	2754	41,270	4,150	4,150	4,150
КРС Насос	301	132,065	11,066	11,066	11,066
КРС Насос	304	21,461	1,798	1,798	1,798
КРС Насос	328	8,254	0,692	0,692	0,692
КРС Насос	330	20,635	1,729	1,729	1,729
КРС Насос	337	107,303	8,991	8,991	8,991
КРС Насос	703	2,27E-05	0,000	0,000	0,000
КРС Насос	1325	2,064	0,173	0,173	0,173
КРС Насос	2754	49,524	4,150	4,150	4,150
ПРС Подъемный агрегат	301	98,102	42,560	42,560	42,560
ПРС Подъемный агрегат	304	15,942	6,916	6,916	6,916
ПРС Подъемный агрегат	328	6,131	2,660	2,660	2,660
ПРС Подъемный агрегат	330	15,328	6,650	6,650	6,650
ПРС Подъемный агрегат	337	79,708	34,580	34,580	34,580
ПРС Подъемный агрегат	703	1,69E-05	0,000	0,000	0,000
ПРС Подъемный агрегат	1325	1,533	0,665	0,665	0,665
ПРС Подъемный агрегат	2754	36,788	15,960	15,960	15,960
ПРС ДЭГ	301	54,501	21,280	21,280	21,280
ПРС ДЭГ	304	8,856	3,458	3,458	3,458
ПРС ДЭГ	328	3,406	1,330	1,330	1,330
ПРС ДЭГ	330	8,516	3,325	3,325	3,325
ПРС ДЭГ	337	44,282	17,290	17,290	17,290
ПРС ДЭГ	703	9,37E-06	0,000	0,000	0,000
ПРС ДЭГ	1325	0,852	0,332	0,332	0,332
ПРС ДЭГ	2754	20,438	7,980	7,980	7,980
ПРС Насос	301	65,401	21,280	21,280	21,280
ПРС Насос	304	10,628	3,458	3,458	3,458
ПРС Насос	328	4,088	1,330	1,330	1,330
ПРС Насос	330	10,219	3,325	3,325	3,325
ПРС Насос	337	53,139	17,290	17,290	17,290
ПРС Насос	703	1,12E-05	0,000	0,000	0,000
ПРС Насос	1325	1,022	0,332	0,332	0,332
ПРС Насос	2754	24,526	7,980	7,980	7,980
ФЛС Подъемный агрегат	301	11,474	11,474	11,474	11,474
ФЛС Подъемный агрегат	304	11,474	11,474	11,474	11,474
ФЛС Подъемный агрегат	328	0,574	0,574	0,574	0,574
ФЛС Подъемный агрегат	330	1,434	1,434	1,434	1,434
ФЛС Подъемный агрегат	337	7,458	7,458	7,458	7,458
ФЛС Подъемный агрегат	703	1,58E-06	0,000	0,000	0,000
ФЛС Подъемный агрегат	1325	0,143	0,143	0,143	0,143
ФЛС Подъемный агрегат	2754	3,442	3,442	3,442	3,442
ФЛС ДЭГ	301	5,100	5,100	5,100	5,100
ФЛС ДЭГ	304	0,829	0,829	0,829	0,829
ФЛС ДЭГ	328	0,319	0,319	0,319	0,319
ФЛС ДЭГ	330	0,797	0,797	0,797	0,797
ФЛС ДЭГ	337	4,143	4,143	4,143	4,143
ФЛС ДЭГ	703	8,80E-07	0,000	0,000	0,000
ФЛС ДЭГ	1325	0,080	0,080	0,080	0,080
ФЛС ДЭГ	2754	1,912	1,912	1,912	1,912
ФЛС Насос	301	6,119	6,119	6,119	6,119
ФЛС Насос	304	0,994	0,994	0,994	0,994
ФЛС Насос	328	0,382	0,382	0,382	0,382
ФЛС Насос	330	0,956	0,956	0,956	0,956

ФЛС Насос	337	4,972	4,972	4,972	4,972
ФЛС Насос	703	1,05E-06	0,000	0,000	0,000
ФЛС Насос	1325	0,096	0,096	0,096	0,096
ФЛС Насос	2754	2,295	2,295	2,295	2,295
ГРП Подъемный агрегат	301	13,654	5,737	5,737	5,737
ГРП Подъемный агрегат	304	2,219	0,932	0,932	0,932
ГРП Подъемный агрегат	328	0,853	0,359	0,359	0,359
ГРП Подъемный агрегат	330	2,133	0,896	0,896	0,896
ГРП Подъемный агрегат	337	11,094	4,661	4,661	4,661
ГРП Подъемный агрегат	703	2,35E-06	0,000	0,000	0,000
ГРП Подъемный агрегат	1325	0,213	0,090	0,090	0,090
ГРП Подъемный агрегат	2754	5,120	2,151	2,151	2,151
ГРП ДЭГ	301	7,586	2,868	2,868	2,868
ГРП ДЭГ	304	1,233	0,466	0,466	0,466
ГРП ДЭГ	328	0,474	0,179	0,179	0,179
ГРП ДЭГ	330	1,185	0,448	0,448	0,448
ГРП ДЭГ	337	6,163	2,331	2,331	2,331
ГРП ДЭГ	703	1,30E-06	0,000	0,000	0,000
ГРП ДЭГ	1325	0,119	0,045	0,045	0,045
ГРП ДЭГ	2754	2,845	1,076	1,076	1,076
ГРП Насос	301	9,103	2,868	2,868	2,868
ГРП Насос	304	1,479	0,466	0,466	0,466
ГРП Насос	328	0,569	0,179	0,179	0,179
ГРП Насос	330	1,422	0,448	0,448	0,448
ГРП Насос	337	7,396	2,331	2,331	2,331
ГРП Насос	703	1,56E-06	0,000	0,000	0,000
ГРП Насос	1325	0,142	0,045	0,045	0,045
ГРП Насос	2754	3,413	1,076	1,076	1,076
ГДИС	301	28,627	0,000	0,000	0,000
ГДИС	304	4,652	0,000	0,000	0,000
ГДИС	328	1,789	0,000	0,000	0,000
ГДИС	330	4,473	0,000	0,000	0,000
ГДИС	337	23,260	0,000	0,000	0,000
ГДИС	703	0,000	0,000	0,000	0,000
ГДИС	1325	0,447	0,000	0,000	0,000
ГДИС	2754	10,735	0,000	0,000	0,000
ПГИС	301	54,214	0,000	0,000	0,000
ПГИС	304	8,810	0,000	0,000	0,000
ПГИС	328	3,388	0,000	0,000	0,000
ПГИС	330	8,471	0,000	0,000	0,000
ПГИС	337	44,049	0,000	0,000	0,000
ПГИС	703	0,000	0,000	0,000	0,000
ПГИС	1325	0,847	0,000	0,000	0,000
ПГИС	2754	20,330	0,000	0,000	0,000
ПФП	301	1,147	0,032	0,032	0,032
ПФП	304	0,186	0,005	0,005	0,005
ПФП	328	0,072	0,002	0,002	0,002
ПФП	330	0,179	0,005	0,005	0,005
ПФП	337	0,932	0,026	0,026	0,026
ПФП	703	1,97E-07	0,000	0,000	0,000
ПФП	1325	0,018	0,000	0,000	0,000
ПФП	2754	0,430	0,012	0,012	0,012
Колтюбинг подъемный агрегат	301	0,000	1,785	1,785	1,785
Колтюбинг подъемный агрегат	304	0,000	0,290	0,290	0,290
Колтюбинг подъемный агрегат	328	0,000	0,112	0,112	0,112
Колтюбинг подъемный агрегат	330	0,000	0,279	0,279	0,279
Колтюбинг подъемный агрегат	337	0,000	1,450	1,450	1,450
Колтюбинг подъемный агрегат	703	0,000	0,000	0,000	0,000
Колтюбинг подъемный агрегат	1325	0,000	0,028	0,028	0,028
Колтюбинг подъемный агрегат	2754	0,000	0,669	0,669	0,669
Колтюбинг ДЭГ	301	0,000	0,892	0,892	0,892

Колтюбинг ДЭГ	304	0,000	0,145	0,145	0,145
Колтюбинг ДЭГ	328	0,000	0,056	0,056	0,056
Колтюбинг ДЭГ	330	0,000	0,139	0,139	0,139
Колтюбинг ДЭГ	337	0,000	0,725	0,725	0,725
Колтюбинг ДЭГ	703	0,000	0,000	0,000	0,000
Колтюбинг ДЭГ	1325	0,000	0,014	0,014	0,014
Колтюбинг ДЭГ	2754	0,000	0,335	0,335	0,335
Колтюбинг Насос	301	0,000	0,892	0,892	0,892
Колтюбинг Насос	304	0,000	0,145	0,145	0,145
Колтюбинг Насос	328	0,000	0,056	0,056	0,056
Колтюбинг Насос	330	0,000	0,139	0,139	0,139
Колтюбинг Насос	337	0,000	0,725	0,725	0,725
Колтюбинг Насос	703	0,000	0,000	0,000	0,000
Колтюбинг Насос	1325	0,000	0,014	0,014	0,014
Колтюбинг Насос	2754	0,000	0,335	0,335	0,335
КРС Технологическая емкость для водонефтян.эмульсии	2754	355,000	310,282	310,282	202,759
ПРС Технологическая емкость для водонефтян.эмульсии	2754	1251,650	630,487	630,487	528,534
ФЛС Технологическая емкость для водонефтян.эмульсии	2754	8,784	0,000	0,000	0
ГРП Технологическая емкость для водонефтян.эмульсии	2754	70,199	117,665	117,665	43,5456
КРС/ПРС	ИТОГО:	3747,152	1496,764	1496,764	1056,7791
Работы установки трикантер	-	-	3,3842429	3,3842429	3,3842429
Работы по рекультивации	-	-	59,340151	109,355	241,383
ИТОГО	-	12133,850	9567,836	8325,9517	6958,728

- Увеличение объемов по ЗВ – объясняется тем, что включены объемы от сжигания газа – 77,16047 тонн/год.

- Резервуарный парк – уменьшение объемов загрязняющих веществ по данному источнику произведен перерасчет;

- Участки замазученной территории – уменьшение объемов загрязняющих веществ в сравнении с предыдущими годами, переработка замазученного грунта увеличивается, заключаются договора со специализированными компаниями по переработке грунта, тем самым объемы замазученных территорий значительно уменьшается;

- (Станочный парк, покрасочные работы, емкости с д/т, маслом) – уменьшение/увеличение по данным источникам наблюдается за счет корректировки расчетов выбросов ЗВ, произведен перерасчет;

- Печи подогрева нефти ранее в проектах НДВ были произведены расчетом «РД 34.02.305-90. Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котлов тепловых электростанций», при разработке проекта на 2026 год по ПУ «ЖМГ» наблюдается увеличение объема на - 34%, по данному источнику ЗВ при разработке произведен расчет по «Сборнику методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами». Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г. п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах». С введением нового ЭКРК, начиная с 2022 года в проект НДВ были включены работы и услуги технологически связанных работ, а именно (капитальный ремонт скважин, подземный ремонт скважин, гидроразрыв пласта, физическая ликвидация скважин, промыслово – геофизические исследования скважин (ПГИС, При проведении анализа по выбросам в атмосферный воздух от источников ПГИС, гидродинамические исследования (ДГИС), перераспределение – фильтрационных потоков), а именно были исключены объемы по ПГИС и ДГИС в связи с тем, что данные работы проводятся на электронных приборах: Автономный цифровой манометр-термометр глубинный АЦМ-6-30 60/120, скважинная геофизическая аппаратура тип «Каскад», Гранит, модуль расход 120 гр.С, модуль ННК.(паспорта прилагаются);

- По источникам КРС, ПРС, ФЛС, колтюбинг, ПФП, ГРП – уменьшение объемов ЗВ в 2025 году в сравнении с предыдущим 2025 годом, сокращение выбросов ЗВ предусмотрено за счет изменения мощности агрегатов, в 2022 - 2023 гг расчет произведен на подъемный агрегат максимальной мощности (ХЖ – 450), за основу разработки были приняты для расчета ЗВ – УПА 60-80, тем самым выбросы ЗВ уменьшились на – 40%, источники основной деятельности.

Согласно п. 19 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» для залповых выбросов, которые являются составной частью технологического процесса, оценивается разовая и суммарная за год величина (г/с, т/год). Максимальные разовые залповые выбросы (г/с) не нормируются ввиду их кратковременности и в расчетах рассеивания вредных веществ в атмосфере не учитываются. Суммарная за год величина залповых выбросов нормируется при установлении общего годового выброса с учетом штатного (регламентного) режима работы оборудования (т/год).

Расчеты приземных концентраций загрязняющих веществ проводились по программному комплексу «ЭРА v3.0», НПО «Логос-Плюс» (г. Новосибирск), согласованному ГГО им. Войкова (г. Санкт-Петербург) и рекомендованному к применению МООС Республики Казахстан. Результаты расчетов рассеивания приземных концентраций приводятся в проекте в виде таблиц и карт рассеивания.

В соответствии с методикой по определению нормативов допустимых выбросов, выбросы загрязняющих веществ предприятия принимаются как допустимые, так как максимальные приземные концентрации вредных веществ не превышают установленные ПДК для населенных мест.

Расчет рассеивания приземных концентраций вредных примесей в атмосферном воздухе для предприятия был выполнен с учетом уточненного по розе ветров нормативного размера санитарно-защитной зоны. В соответствии с нормами «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2» нормативный размер СЗЗ для рассматриваемых объектов составляет 1000 метров.

Согласно Экологического кодекса республики Казахстан Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК виды намечаемой деятельности и иные критерии, на основании которых осуществляется отнесение объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, согласно Приложение 2 к Экологическому кодексу Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК к объектам I категории пункт 1.3. разведка и добыча углеводородов, переработка углеводородов. Для месторождений Жетыбайской группы, занимающихся добычей и разведкой нефти относятся к объекту I категории.

В настоящем проекте учтены работы по капитальному и подземному ремонту скважин, а также работы по физ/ликвидации скважин, гидроразрыв пласта, колтюбинговая установка, полифльтрационный поток, (ГДИС, ПГИС проводят работы электронными приборами). Данные виды работ на месторождениях Жетыбайской группы выполняются сторонними организациями, выбранными на тендерной основе.

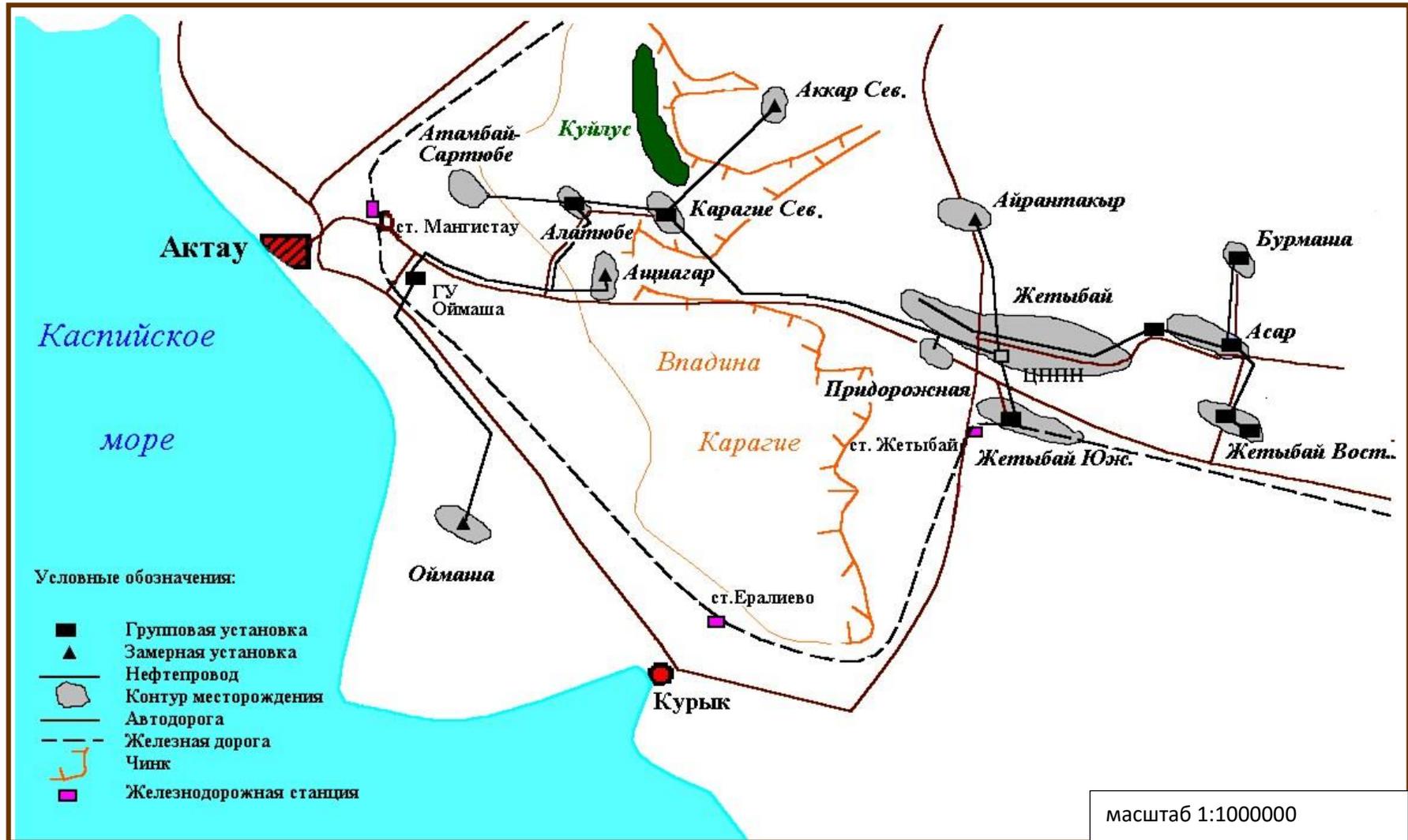
Количество работ по (капитальному ремонту скважин, подземному ремонту скважин, физ/ликвидации скважин, гидро/разрыв пласта, колтюбинговая установка, полифльтрационный поток, (ГДИС, ПГИС проводят работы электронными приборами)

Наименование работ	2023год (количество)	2024год (количество)	2025год (количество)	2026год (количество)
КРС	1151	868	868	868
ПРС	1710	2003	2003	2230
ФЛС	176	160	160	150
ГРП	238	270	270	270
Колтюбинговая установка	-	70	70	15
ПФП	20	10	10	
ГДИС	499	-	-	-
ПГИС	945	-	-	-
<i>Общий фонд скважин</i>	<i>2392</i>	<i>3188</i>	<i>3253</i>	<i>3253</i>

Карта-схема расположения месторождений ПУ «Жетыбаймунайгаз» представлена на рисунке 6.1.



Рисунок 6.1 - Ситуационная карта-схема расположения месторождений Жетыбайской группы



6. ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЕРАТОРА, КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ.

6.1 Краткая характеристика технологии производства, технологического оборудования и источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Производственное управление «Жетыбаймунайгаз», являющееся структурным подразделением АО «Мангистаумунайгаз», осуществляет разработку нефтяных залежей нефтегазового месторождения Жетыбай, добычу, сбор и подготовку нефти до товарного состояния. Все объекты ПУ «Жетыбаймунайгаз» расположены на полуострове Мангышлак в Мангистауской области, Каракиянском, Мунайлинском и Мангистауском районах.

Состав АО "ММГ" включает в себя основное подразделение, осуществляющее добычу углеводородного сырья на месторождении Жетыбайской группы – ПУ «ЖМГ», состоящее из 10 цехов:

6 основных производственных цехов:

- Цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ № 1, ЦДНГ № 2, ЦДНГ № 3);
- Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН);
- Цех по подготовке транспортировки газа и эксплуатации газового хозяйства (ЦПТГ и ЭГХ);
- Цех поддержания пластового давления (ЦППД).

4 вспомогательных производственных цехов и подразделений:

- Механический участок;
- Прокатно-ремонтный цех эксплуатационного оборудования (ПРЦЭО);
- Цех очистки и уборки экологических отходов (ЦО и УЭО);
- Цех научно-исследовательских производственных работ (ЦНИПР);
- Цех производственного обслуживания нефтепромыслового оборудования (ЦПОНО).

Также состав АО «ММГ» включает в себя вспомогательные подразделения:

- Транспортный департамент (ТД);
- Департамент закупок и материально-технического снабжения (ДЗМТС);
- Департамент капитального строительства (ДКС);
- Департамент маркетинга и сбыта нефти (ДМиСН).

И работы/услуги подрядных организаций, технологически связанные с деятельностью ПУ «Жетыбаймунайгаз».

- Работы по Капитальному ремонту скважин (КРС)
- Работы по Подземному ремонту скважин (ПРС)
- Услуги по гидроразрыву пласта.
- Работы по физической ликвидации скважин
- Услуги по гидродинамическому исследованию скважин
- Работы по промыслово-геофизическим исследованиям скважин
- Работы по Перераспределению фильтрационных потоков (ПФП).

6.1.1. Основная деятельность

Цех добычи нефти и газа ЦДНГ № 1 осуществляет добычу углеводородного сырья на месторождениях Южный Жетыбай, Айрантакыр, Оймаша, Северное Карагие, Северный Аккар, Ащиагар, Ала-Тюбе, Придорожное, Атамбай-Сартюбе.

Цех добычи нефти и газа ЦДНГ № 2 проводит работы по добыче нефти и газа на части месторождения Жетыбай и Бектурлы.

Цех добычи нефти и газа ЦДНГ № 3 проводит работы по добыче нефти и газа на месторождениях Восточный Жетыбай, Асар, Бурмаша.

Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН) проводит работы по подготовке нефти до товарной продукции, поступающей с месторождений Жетыбайской группы испуствующих газа и воды, которые также подвергаются подготовке и очистке.

Заводнение продуктивных пластов ведется *цехом поддержания пластового давления (ЦППД)*, которое осуществляется из пяти блочных кустовых насосных станции (БКНС). Также, для технических нужд цехом ЦППД ведется добыча и транспортировка альб-сеноманской воды с месторождения Асар.

На механическом участке проводятся различные ремонтные работы основного и вспомогательного нефтегазодобывающего оборудования, изготовления инструментов, запасных частей и нестандартного оборудования, и т. д.

Прокатно-ремонтный цех эксплуатационного оборудования (ПРЦЭО) выполняет механоремонтные и монтажные работы по наладке и ремонту всего нефтепромыслового оборудования.

Цех по уборке и очистки экологических отходов (ЦОиУЭО) производит подготовку нефтешлама посредством установок подготовки нефти (УПАН).

Цех научно-исследовательских производственных работ (ЦНИПР) выполняет научно-исследовательские работы по изучению технологических параметров производственных работ при эксплуатации скважин.

Цех подготовки и транспортировки газа и эксплуатация газового хозяйства (ЦПТГиЭГХ). ЦПТГ и ЭГХ предназначен для проведения планово-предупредительных, текущих и капитальных ремонтов газового оборудования, замены и установки печей подогрева нефти, замены и обвязки газовых линий, установление газораспределительных пунктов по всему ПУ.

Цех производственного обслуживания нефтепромыслового оборудования (ЦПОНО) ПУ «ЖМГ» образован путем реструктуризации Центральной Службы Производственного обслуживания отдела главного механика Производственного департамента (ЦСПО ОГМПД) в соответствии с Единой Программой развития нефтесервисных активов и Дорожной картой АО «ММГ».

Задачей ЦПОНО является обеспечение бесперебойной работы нефтепромыслового оборудования, а также поддержание действующего парка оборудования участков в исправном рабочем состоянии, путем своевременного качественного ремонта и технического обслуживания, с соблюдением безопасных условий труда, требований и норм по технике безопасности.

ЦПОНО осуществляет эксплуатацию числящегося на своем балансе оборудования, поддерживает его в рабочем состоянии и обеспечивает бесперебойную работу всех объектов основного производства.

6.1.2. Вспомогательные подразделения.

Транспортный департамент (ТД). Основным направлением является предоставление спецтехники, грузового, пассажирского и легкового автотранспорта ПУ «ЖМГ» и осуществление текущего и капитального ремонтов транспортных средств и спецтехники.

Источники загрязнения транспортного департамента представлены в виде:

- электродуговой сварки штучными электродами;
- оборудования для газорезки;
- газосварочных оборудований;
- аккумуляторных батарей;
- печей подогрева и свечами печей типа ННУ-0,2 ;
- вулканизаторов автомобильных камер;
- компрессорных покрасочных устройств;
- бочек для масел;
- моечных установок «KARCHER»;
- автостоянки на 40 ед.машин.

Департамент закупок и материально-технического снабжения (ДЗМТС).

Основным производственным объектом Департамента закупок и материально-технического снабжения ПУ «Жетыбаймунайгаз» является Служба материально-технического снабжения (СМТС), осуществляющая своевременное и комплексное производственно-техническое обеспечение ПУ «ЖМГ» материально-техническими ресурсами согласно их потребности.

Источниками загрязнения ДЗМТС являются:

- лакокрасочные материалы (эмаль ПФ-115, эмаль НЦ-132, растворитель 646 и олифа)
- сверильный станок.

Департамент капитального строительства (ДКС) оказывает строительные и ремонтные работы существующих зданий и сооружений. В основном ведутся строительные работы по ремонту зданий, работы по улучшению состояния автомобильных и подъездных путей к групповым и замерным установкам.

Источниками загрязнения на ДКС являются:

- лакокрасочные работы (эмаль ПФ-115, растворители N646, эмаль -132, олифа),
- сыпучие материалы,
- битумоварочные емкости и котлы,

- деревообрабатывающие станки (4-сторонние, маятниковые, станок МХ-2116А, рейсмусовый станок, круглопильный станок ЦДК4-2, токарный станок ТВ-200М, д/о станок СВПГ-1, фуговальный универсальный станок, ленточно-шлифовальный станок, фуговальный станок СВ4-1Б, станки фрезерные одношпильные с шипорезной кареткой ФЛШ, ФСШ и ФТШ, фрезерный одношпильный станок, циркулярная пила (станок круглопильный универсальный Ц6-2 (К)), рама лесопильная, пилорама МВ-2000)

- станки (заточный станок Т4-ПР2, точильный шлиф, станок ТШ-2-01, пилоточной станок ТчПН-4, вертикально - сверлильный станок, заточной станок ЗА64Д)

Департамент маркетинга и сбыта нефти (ДМиСН). Департамент маркетинга и сбыта нефти (ДМиСН) осуществляет обеспечение горюче-смазочными материалами автотранспортных средств, находящихся на балансе ПУ «ЖМГ». ДМиСН представлен двумя площадками на ПУ «Жетыбаймунайгаз»:

1. АЗС №1

Автозаправочная станция (АЗС №1), расположена на месторождении Жетыбай и предназначена для приема, хранения и отпуска дизельного топлива и бензина.

На территории АЗС №1 размещены следующие сооружения:

- на площадке топливных резервуаров - две подземные емкости для дизельного топлива объемом по 50 м³ каждая, одна резервная подземная емкость объемом 50 м³ для дизтоплива и одна подземная емкость объемом 50 м³ для бензина автомобильного Аи-92;

- на площадке заправочного островка – четыре топливораздаточные колонки №1,2, 9, 10 - для дизтоплива, четыре колонки №3,4, 7,8 - для дизтоплива (резервные) и две колонки №5,6 - для бензина Аи-92.

2. БАЗС №2, ПРЦЭО

Блочная автозаправочная станция (БАЗС №2), расположена на месторождении Жетыбай, рядом с участком ПРЦЭО и предназначена для приема, хранения и отпуска дизельного топлива и бензина.

На территории БАЗС №2 размещены следующие сооружения:

- на площадке топливных резервуаров - одна наземная емкость для дизельного топлива объемом 9 м³, одна наземная емкость объемом 9 м³;

- на площадке заправочного островка - одна топливораздаточная колонка для дизтоплива и одна колонка - для дизтоплива (резервная).

6.1.3. Работы/услуги, технологически связанные с деятельностью ПУ «ЖМГ»

Работы по подземному ремонту скважин (ПРС), капитальному ремонту скважин (КРС), физической ликвидации скважин (ФЛС).

Данный услуги представляют собой комплекс работ, связанных с восстановлением работоспособности обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны, ликвидацией аварий, спуском и подъемом оборудования при раздельной эксплуатации и закачке, а также с ликвидацией скважин.

Работа подрядных организаций при ремонте и ликвидации скважин состоит из: подготовительного комплекса, также включает работы по передислокации ремонтного оборудования, планировке территории рабочей зоны, глушению скважины, монтажу подъемных установок, разборке устьевого оборудования и подъему скважинного оборудования и доставке на ремонтную базу, очистке штанг и труб от парафинисто-смолистых и солевых отложений, смене эксплуатационных НКТ на технологические (рабочие) НКТ или бурильные трубы, завозу в циркуляционную систему и резервные емкости технологической жидкости.

Услуги по гидроразрыву пласта.

Гидравлический разрыв пластов является наиболее действенным методом интенсификации продуктивности нефтяных и газовых скважин, а в низкопроницаемых пластах ГРП существенно увеличивает и конечную нефтеотдачу.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу во время работ по ГРП являются дизельные насосные установки.

В атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества 20-ти наименований веществ 1 – 4 класса опасности и 6 групп веществ, обладающих при совместном присутствии суммирующим вредным воздействием.

Основными загрязняющими атмосферу веществами являются оксиды азота, оксид углерода, углеводороды и диоксид серы.

Технологический процесс.

Процесс ГРП состоит из следующих последовательных этапов:

1. Подрядная организация закачивает в скважину жидкости разрыва для создания трещины в пласте;
2. Затем происходит закачка жидкости-песконосителя;
3. И далее подрядная организация по работам по ГРП закачивает продувочную жидкость для проталкивания песка в трещины и предохранения их от смыкания.

Работы по Перераспределению фильтрационных потоков (ПФП)

Производство работ по перераспределению фильтрационных потоков с применением сшитых полимерных систем (СПС) на основе водного раствора полиакриламида (ПАА) и сшивателя (ацетата хрома) для увеличения нефтеотдачи пластов.

Источники загрязнения и их объемы по работам/услугам подрядных организаций, технологически связанным с основным производством представлены в таблице 6.1.1

Таблица 6.1.1 – Источники загрязнения и их объемы по работам/услугам технологически связанным с деятельностью ПУ «ЖМГ».

Наименование площадки	Год	Количество, скв.	Время работы сут.	Источники
КРС	2026	868	15	Подъемный агрегат (резерв – электрический) Емкость для сбора водонефтяной эмульсии открытого типа объемом 12 м3.
ПРС	2026	2230	5	Подъемный агрегат (резерв – электрический) Емкость для сбора водонефтяной эмульсии открытого типа объемом 12 м3.м3.
ФЛС	2026	170	5	Подъемный агрегат Емкость для сбора водонефтяной эмульсии открытого типа объемом 12 м3.м3.
ГРП	2026	270	5	Подъемный агрегат
Калтюбинговая установка	2026	15	5	Подъемный агрегат
ПФП	2026	10	2	Подъемный агрегат

6.1.4. Физико-химические свойства нефти и газа

Свойства дегазированной нефти месторождения Жетыбай определены по пробам, отобраным на устье скважин и полученным после разгазирования глубинных проб нефти. Нефть месторождения Жетыбай классифицируется как среднетяжелая, высокопарафинистая, смолистая с невысоким содержанием светлых фракций. В нефти растворено значительное количество солей. Физико-химические свойства нефти, поступающей на ЦППН с месторождений ПУ «ЖМГ», представлены в таблице 6.1.2.

Таблица 6.1.2. - Физико-химические свойства нефти, поступающей на ЦППН- Жетыбай

Месторождение	Наименование показателей					
	Плотность, г/см ³	Вязкость, сП	Содержание в нефти, % массовые			
			серы	парафина	смола	Асфальтенов
Жетыбай	0,83-0,87	1-1,32	0,1-0,4	18,6-22,9	6,27-17,2	1,2-2,6
Асар	0,85-0,9	3,5		18,8-22,6	12,38-23,9	0,6-4,02
Южный Жетыбай	0,83-0,868	1-2,5		18,6-20,2	3,97-11,52	1,7-3,75
Восточный Жетыбай	0,8-0,89	2,3-7,5	0,15-0,2	18,8-22	19,7-31	3,8-20,1
Атамбай-Сартубе	0,819	0,7	0,007	17,3		3,4
Ациагар	0,8-0,83	0,5-0,9	0,01	15,8		2,1-2,4
Айрантакыр	0,8453	3,1	0,08	18,5		11,5
Алатубе	0,8488	0,7	0,09	13,2	3,3	0,7
Бурмаша	0,845	2,4		21,9	8,1	3,5
Оймаша	0,8-0,84	0,4-0,65	0,2	13-13,3		1,3-2,3
Придорожное	0,8-0,83			15,8-18		3,4-6,1
Северное Карагие	0,841	1,19	0,13	15,1	3,3	0,9
Северный Аккар	0,8-0,83	0,7-5	0,03	18-20		13-19

Компонентный состав нефтяного газа Жетыбайской группы месторождений представлен в таблице ниже. Химический состав нефтяных газов, в основном, метанового состава. содержание метана колеблется в пределах 46,4-78,6 % мол. Компонентный состав газа, поступающего с месторождений Жетыбайской группы представлен в таблице 6.1.3

Таблица 6.1.3- Компонентный состав и свойства газа ПУ «ЖМГ»

Наименование компонента	Мол.%	Объем%	Масс.%
Сероводород	0,00002	0,00002	0,00004
Углекислый газ	0,944	0,944	1,869
Азот	2,915	2,929	3,673
Метан	74,484	74,739	53,753
Этан	10,387	10,359	14,050
Пропан	6,348	6,276	12,391
Изо-бутан	1,260	1,230	3,294
Н-бутан	2,186	2,128	5,715
Нео-пентан	0,010	0,010	0,033
Изо-пентан	0,532	0,509	1,725
Н-пентан	0,577	0,549	1,874
Гексан	0,298	0,275	1,154
Гептан	0,052	0,046	0,234
Октан	0,007	0,006	0,035
Сероводород, мг/м ³		0,346	
Плотность газа при 20С, кг/м ³		1,1659	
Относительная плотность по воздуху		0,7701	

6.2 Краткая характеристика технологии производства, технологического оборудования и источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Добыча нефти на месторождениях ПУ «Жетыбаймунайгаз» ведется в основном механизированным способом при помощи станков-качалок, сбор и внутрипромысловый транспорт добываемой продукции осуществляется по однотрубной герметизированной лучевой системе.

Основная деятельность ПУ «ЖМГ»

В состав структурного подразделения АО «ММГ» ПУ «Жетыбаймунайгаз» входят **10 цехов**, из них:

6 основных производственных цехов:

Цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ № 1, ЦДНГ № 2, ЦДНГ № 3);

Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН);

Цех по подготовке транспортировки газа и эксплуатации газового хозяйства(ЦПТГ и ЭГХ);

Цех поддержания пластового давления (ЦППД).

4 вспомогательных производственных цехов и подразделений:

Механический участок;

Прокатно-ремонтный цех эксплуатационного оборудования (ПРЦЭО);

Цех очистки и уборки экологических отходов (ЦО и УЭО);

Цех научно-исследовательских производственных работ (ЦНИПР);

Цех производственного обслуживания нефтепромыслового оборудования(ЦПОНО).

Фактический и планируемый фонд эксплуатационных нефтяных скважин по ПУ «Жетыбаймунайгаз» по состоянию на 2026 г представлены в таблице 7.2.1.

Таблица 6.2.1 - Планируемый фонд эксплуатационных скважин на 2026 г.

№№	Фонд	Количество скважин на 2026г				
		Всего	ЦДНГ-1	ЦДНГ-2	ЦДНГ-3	ЦППД
1	Добывающие	1741	669	814	258	
1.1.	действующие в т.ч.	1198	416	596	186	
1.1.1.	простаивающие	96	44	39	13	
1.1.2.	дающие нефть	1102	372	557	173	
1.2.	бездействующие	539	250	217	72	
1.2.2.	в освоении	4	3	1		
2	Нагнетательные	597				597
2.1.	действующие	414				414
2.1.1.	простаивающие	50				50
2.1.1.1.	под закачкой	364				364

2.2.	бездействующие	182				182
2.2.1.	в освоении	1				1
3	Ликвидированные	771	278	201	66	226
4	В консервации	19	10		9	
5	Контрольные	98	21	23	13	41
6	Водозаборные	27				27
7	действующие в.т.ч.	19				19
8	бездействующие					
9	в освоении	8				8
	Общий фонд	3253	978	1038	346	891

Система газосбора месторождения Жетыбай введена в эксплуатацию в 1977 г. и представляет собой герметизированный комбинированный осевой коллектор длиной 17868 м, простирающийся с запада на восток через все месторождение от ГУ № 13 (ЦДНГ-1) до ГУ № 28 (ЦДНГ-2). К осевому коллектору подключены все ГУ месторождения Жетыбай.

На месторождениях Жетыбайской группы имеются 44 групповые установки (ГУ), 2 дожимные насосные станции (ДНС) и 61 замерных установок (ЗУ), которые предназначены для совместного сбора продукции скважин по выкидным линиям, измерения количества нефти по каждой скважине и ее транспортировки до цеха подготовки и перекачки нефти.

В состав цеха ЦДНГ № 1 входит 24 и 16 замерных установок (ЗУ), а также ДНС Ала- Тюбе и планируемые к вводу ГУ - ДНС Северное Карагие и ГУ – ДНС Северный Аккар.

В состав цеха ЦДНГ № 2 входит 14 групповых и 32 замерных установок части месторождения Жетыбай и Бектурлы.

В состав цеха ЦДНГ № 3 входит 6 групповых и 13 замерных установок.

Нефть месторождения Жетыбай следует классифицировать как среднетяжелую, высокопарафинистую, смолистую с невысоким содержанием светлых фракций.

В связи со значительным содержанием парафина (до 21 %) в добываемой продукции и необходимостью ее транспортировки требуется производить подогрев жидкости (от скважины до ЗУ-ГУ).

В настоящее время вся площадь месторождения Жетыбай обустроена высоконапорными (0,5-1,5 МПа), герметизированными и автоматизированными системами сбора нефти, газа и воды.

Транспортировка добываемой продукции от устья скважины до ЗУ и ГУ происходит по выкидным линиям за счет действия давления на устье скважины, развиваемого энергией пласта и поддерживаемого насосным оборудованием.

Действующая напорная система транспортировки добываемой нефти, жидкости и попутного газа, представляет собой разветвленную сеть трубопроводов различного диаметра (219 –325 мм – осевые, 159 – 168 мм – сточные и 114 мм – выкидные линии). Сбор добытой продукции скважин и замер скважинной продукции производится на групповых (ГУ) и замерных (ЗУ) установках, которые сгруппированы по нефтегазодобывающему цеху (ЦДНГ). От устья скважин осуществляется транспортировка добываемой продукции по лучевой системе без учета принадлежности скважин к объектам разработки. Средняя длина выкидных линий добывающих скважин составляет около 500-700 м. Добываемая продукция от устья скважин поступает по выкидным линиям с давлением примерно 0,15-0,2 МПа летом и 0,2-0,4 МПа зимой до ГУ или ЗУ. Причем на АГЗУ разделения фаз не производится, а первая ступень сепарации производится в буферных емкостях ГУ. После первой ступени сепарации добываемая продукция нагнетается по осевым коллекторам в ЦППН под давлением примерно 0,6 МПа, где на ЦППН производится вторая ступень сепарации. Существующая система сбора обеспечивает бесперебойный транспорт продукции от групповой установки до объектов подготовки нефти.

Подготовка нефти, поступающей со скважин по нефтегазосборному коллектору, осуществляется в цехе подготовки и перекачки нефти (ЦППН). На ЦППН поступает обводненная продукция со скважин (50-60%) с месторождений Жетыбай, Южный Жетыбай,

Восточный Жетыбай, Асар, Бурмаша, Алатюбе, Северное Карагие, Аккар, при давлении 0,3-0,5 мПа и температуре 28-32°C.

Технология подготовки нефти предусматривает следующие операции:

- подогрев поступающей газонефтяной эмульсии;
- дегазация нефти;
- сброс основной массы воды при температуре 43-53 °С;
- сдача товарной нефти;
- подготовка нефтяного газа к транспорту;
- подготовка сточной воды для закачки в систему поддержания пластового давления

(ППД).

Нефть, после доведения до товарной кондиции перекачивается в систему транспортировки нефти АО «КазТрансОйл». В настоящее время разработка месторождения ведется с поддержанием пластового давления, путем закачки попутно-пластовой воды, смешанной с волжской водой после обессоливания и альбсеноманской воды в продуктивные горизонты.

Система сбора попутного нефтяного газа в ПУ «Жетыбаймунайгаз» построена на месторождениях Жетыбай, Южный Жетыбай, Восточный Жетыбай, Асар и Бурмаша. Она представляет из себя герметизированный комбинированный осевой коллектор длиной 17868 м, простирающийся с запада на восток через все месторождения. К осевому коллектору подключены все групповые установки месторождений.

С начала разработки на месторождении применяется замкнутая герметизированная однотрубная лучевая система промыслового сбора нефти и попутного нефтяного газа. Все добывающие скважины обустроены наземным и подземным оборудованием в зависимости от способа эксплуатации. Подключение нефтяных скважин к ГУ и ЗУ осуществляется рядами по территориальному принципу без учета объектов разработки. Выкидные трубопроводы от скважин к ГУ и ЗУ прокладываются подземно с укладкой в грунт, ниже глубины промерзания.

Попутный нефтяной газ, добываемый из продуктивных горизонтов вместе с нефтью, более чем на 65 % состоит из метана, содержание этана составляет около 13 %, пропана – около 8 %, тяжелые углеводороды составляют по объему незначительное количество. По своим физико-химическим характеристикам добываемый попутный нефтяной газ соответствует топливному, в связи с этим экономически целесообразно попутный газ применять в качестве топлива для сжигания на газопотребляющих установках.

Первая ступень сепарации нефти и газа производится на групповых и замерных установках, вторая и третья ступени сепарации газа происходят на ЦППН. Основной объем попутного нефтяного газа, выделяющийся на первой ступени сепарации и аккумулируемый в системе газосбора, используется для работы печей подогрева нефти, эксплуатирующихся на различных участках нефтепромыслов, излишки газа первой ступени сепарации сдаются на КазГПЗ. Сточная вода, выделившаяся в процессе подготовки нефти на ЦППН после очистки от нефтепродуктов откачивается в систему ППД.

Цех добычи нефти и газа ЦДНГ №№ 1 - 3

На месторождениях Жетыбайской группы все технологические объекты добычи и промыслового сбора продукции скважин территориально сгруппированы в три цеха добычи нефти и газа: ЦДНГ № 1, 2 и 3.

В состав ЦДНГ входят: групповые установки (ГУ), дожимные насосные станции (ДНС), замерные установки (ЗУ), нефтяные скважины с выкидными трубопроводами, подключенными к ГУ и ЗУ, нефтегазосборные коллектора, системы энергоснабжения, телемеханики, связи и др.

В состав ЦДНГ №1 входят **24 групповые установки** (ГУ-18, ГУ-7, ГУ-10, ГУ-11, ГУ-32, ГУ-14, ГУ-15, ГУ-Айрантакыр, ГУ-21, ГУ-2, ГУ-27, ГУ-29, ГУ-25, ГУ-23, ГУ-8, ГУ-16, ГУ-13, ГУ-Придорожный, ГУ-Южный Жетыбай, ГУ-1 Оймаша, ГУ-Северный Аккар, ГУ-Алатюбе, ГУ-Северный Карагие, ГУ-Ащигар), **2 ДНС** (ДНС Алатюбе, ДНС Северное Карагие) и **16 замерных установок** (ЗУ-

18, ЗУ-18Н, ЗУ-7, ЗУ-7А, ЗУ-31, ЗУ-32, ЗУ-14, ЗУ-30, ЗУ-16, ЗУ-24, ЗУ-31Б, ЗУ-13, ЗУ-1 Южный Жетыбай, ЗУ-2 Южный Жетыбай, ЗУ-Оймаша, ЗУ-Атамбай-Сатюбе), расположенных на месторождении Жетыбай и дальних месторождениях Айрантакыр, Придорожное, Южный Жетыбай, Оймаша, Северный Аккар, Северное Карагие.

Цех добычи нефти и газа ЦДНГ № 2 проводит работы по добыче нефти и газа на части месторождения Жетыбай и Бектурлы и включает в себя 14 групповых (ГУ-1, ГУ-3, ГУ-5, ГУ-6, ГУ-9, ГУ-12, ГУ-17, ГУ-19, ГУ-20, ГУ-22, ГУ-26, ГУ-28, ГУ-33, ГУ-34) и 32 замерных установок (ЗУ-24, ЗУ-24а, ЗУ-24б, ЗУ-27б, ЗУ-8, ЗУ-27а, ЗУ-Бектурлы, ЗУ-20, ЗУ-22, ЗУ-22г, ЗУ-21а, ЗУ-22а, ЗУ-22б, ЗУ-35, ЗУ-37, ЗУ-12, ЗУ-12а, ЗУ-12б, ЗУ-19, ЗУ-19а, ЗУ-27, ЗУ-1, ЗУ-1а, ЗУ-1б, ЗУ-21, ЗУ-5, ЗУ-17, ЗУ-39н, ЗУ-26, ЗУ-26а, ЗУ-28, ЗУ-28а), расположенных на месторождениях Жетыбай и Бектурлы.

В состав ЦДНГ №3 входят 6 групповых (ГУ Асар-1, ГУ Асар – 2, ГУ Асар-3, ГУ Восточный Жетыбай-1, ГУ Восточный Жетыбай-2, ГУ Бурмаша.) и 13 замерных установок (ЗУ – 1, ЗУ-2, ЗУ – 3, ЗУ – 4, ЗУ – 5, ЗУ-6, ЗУ – 7, ЗУ – 8, ЗУ-9, ЗУ – 10, ЗУ- 11, ЗУ-1а, ЗУ-2а), расположенных на месторождениях Восточный Жетыбай, Асар, Бурмаша.

Для предупреждения отложения парафина на выкидных линиях предусматривается установка блочных автоматизированных печей подогрева УН-0,2 МЗ и ННУ-0,2 при протяженности трассы более 400м. Печи подогрева устанавливаются в зависимости от протяженности выкидных линий и физико-химических свойств нефти от отдельно взятой скважины.

На площадке добывающей скважины предусмотрен колодец сбора утечек V-5м³ (дренажная ёмкость) для сбора возможных утечек от оборудования, расположенного на площадке скважины при проведении ремонта. Ремонт оборудования скважины проводится по мере необходимости, но не более 1 раз в год. Колодец выполнен из сборных железобетонных стеновых колец. Днище и перекрытие колодца выполнены из железобетонных плит. На плитеперекрытия для осмотра предусматривается чугунный люк.

Площадка добывающей скважины Жетыбайской группы месторождений также оборудуется площадкой под печь (вариант с устьевым подогревателем) и приустьевым приемком. Размеры приемка (приустьевая шахта) 1.25 x 1.25 x 1.7м. Внутренняя обшивка приемка – лист металлический.

Для предотвращения аварийных ситуаций, т.е. повышения или понижения давления в выкидных линиях выше или ниже предельных значений на обвязке скважины выхода пластового флюида установлен взрывозащищенный электроконтактный манометр, который выдает сигналы и блокирует работу электродвигателя станка-качалки в автоматическом режиме.

Объектом ЦДНГ является также пункт подогрева и отпуска технической воды с печами марки УДО, предназначенный для нагрева и отпуска технической воды, который используется на собственные нужды (обработка скважин горячей водой (ОГВ) с применением химреагентов). Объект относится к близко расположенной по территории ГУ и обслуживается рабочим персоналом ЦДНГ.

Все технологическое оборудование ГУ, ЗУ, ДНС на месторождениях Жетыбайской группы обеспечено запорно-регулирующей арматурой, приборами КИПиА, предохранительными клапанами. Технологический процесс на объектах ЦДНГ осуществляется в автоматизированном режиме, с непрерывностью цикла работы оборудования, контроль которого осуществляет рабочий персонал – оператор по добыче нефти газа ЦДНГ.

Для сбора и слива дренажа на трассе нефтесборной системы ПУ «ЖМГ» предусмотрены дренажные емкости. По мере заполнения емкости периодически опорожняются насосами в нефтяной коллектор.

На ГУ месторождений Алатюбе, Айрантакыр ЦДНГ-1, ГУ-1 ЦДНГ-2 обустроены пункты отгрузки нефти с наливными стояками.

Продукция скважин, представляющая собой газоводонефтяную смесь, за счет избыточной энергии пласта от устья скважин по выкидным трубопроводам условным диаметром 100 мм направляется для замера на ГУ и ЗУ.

Далее нефтегазовая смесь по выкидным линиям транспортируется от скважин на групповую установку, где предусмотрены следующие технологические операции:

- Сбор нефтегазовой смеси.
- Проведение поочередного замера продукции скважин.
- Первичная дегазация продукции скважин в буферной емкости.
- Предварительная очистка попутного нефтяного газа от механических примесей, и подача в систему газосбора, на собственные нужды ГУ.
- Термический подогрев продукции скважин.
- Учет нефти.
- Перекачка нефтегазовой смеси по коллекторам на ЦППН.

В состав групповой установки (ГУ) входят:

- автоматизированная установка «Спутник Б-40», которая используется для замера дебита добывающих скважин, объединения всего потока нефтяной жидкости в единый поток и транспортировки его в буферную емкость. Установка оснащена приборами контроля, управления и автоматического регулирования. Комплекс приборов, установленных на «Спутнике», обеспечивает выполнение следующих технологических операций: сбор нефтегазовой смеси со скважин; проведение поочередного замера дебита скважин; контроль за работой скважин по наличию подачи жидкости; автоматическую блокировку скважин при понижении или повышении давления в общем, коллекторе;
- буферные емкости, предназначенные для отделения газа от водонефтяной жидкости и создание нормальной работы перекачивающих буровых нефтяных насосов НБ- 125 или 2-х фазные сепараторы;
- газосепараторы марки ГС-1-1,6-600 или ГС-1-1,6-800 для сепарации газа;
- насосы марки НБ-50, НБ-125, 9МГР, ЦНС, предназначенные для перекачки ГЖС;
- печи марки ННУ-0,2, УН-0,2, ПТ-16/150, ПП-0,63 и/или ПН-70, ПП-1,6, предназначенные для подогрева нефти;
- продувочные свечи печей подогрева нефти;
- узел учета (типа Норд) для измерения общего количества жидкости ГУ;
- дренажные емкости;
- продувочные свечи ГУ.

Для перекачки добываемой жидкости месторождений Северное Карагие и Алатюбе предусмотрены дожимные насосные станции (ДНС), промежуточные сооружения, монтируемые между групповыми замерными установками и установками подготовки нефти.

ДНС применяются в тех случаях, если на месторождениях пластовой энергии недостаточно для транспортировки нефтегазовой смеси до объектов подготовки. Обычно ДНС применяются на отдаленных месторождениях.

Дожимные насосные станции предназначены для сепарации нефти от газа, очистки газа от капельной жидкости, дальнейшего отдельного транспортирования нефти центробежными насосами, а газа под давлением сепарации. Принципиальная технологическая схема дожимной насосной станции представлена на рис. 2.

Газожидкостная смесь с ГУ по промышленному трубопроводу с давлением 0,1-0,4 МПа направляется в буферную емкость первой ступени сепарации, где происходит дегазация поступившей жидкости. При аварийных случаях при поломке и ремонте технологического оборудования поступление газожидкостной смеси производится в аварийную емкость.

Выделившийся из нефти попутный газ с буферной и аварийной емкости поступает в газовый сепаратор, где очищается от конденсата и примесей. Из газосепаратора часть газа по трубопроводу подается в качестве топлива на подогреватели нефти П-1,2, расположенные непосредственно на ДНС.

Избыток газа по сточным газопроводам Ду=100 и 150 мм отводится в осевой газосборный коллектор Ду=200-300 мм, перераспределяется и подается на прием газопотребляющего оборудования (печи, котлы), расположенного на различных технологических объектах вспомогательных цехов предприятия и ЦППН.

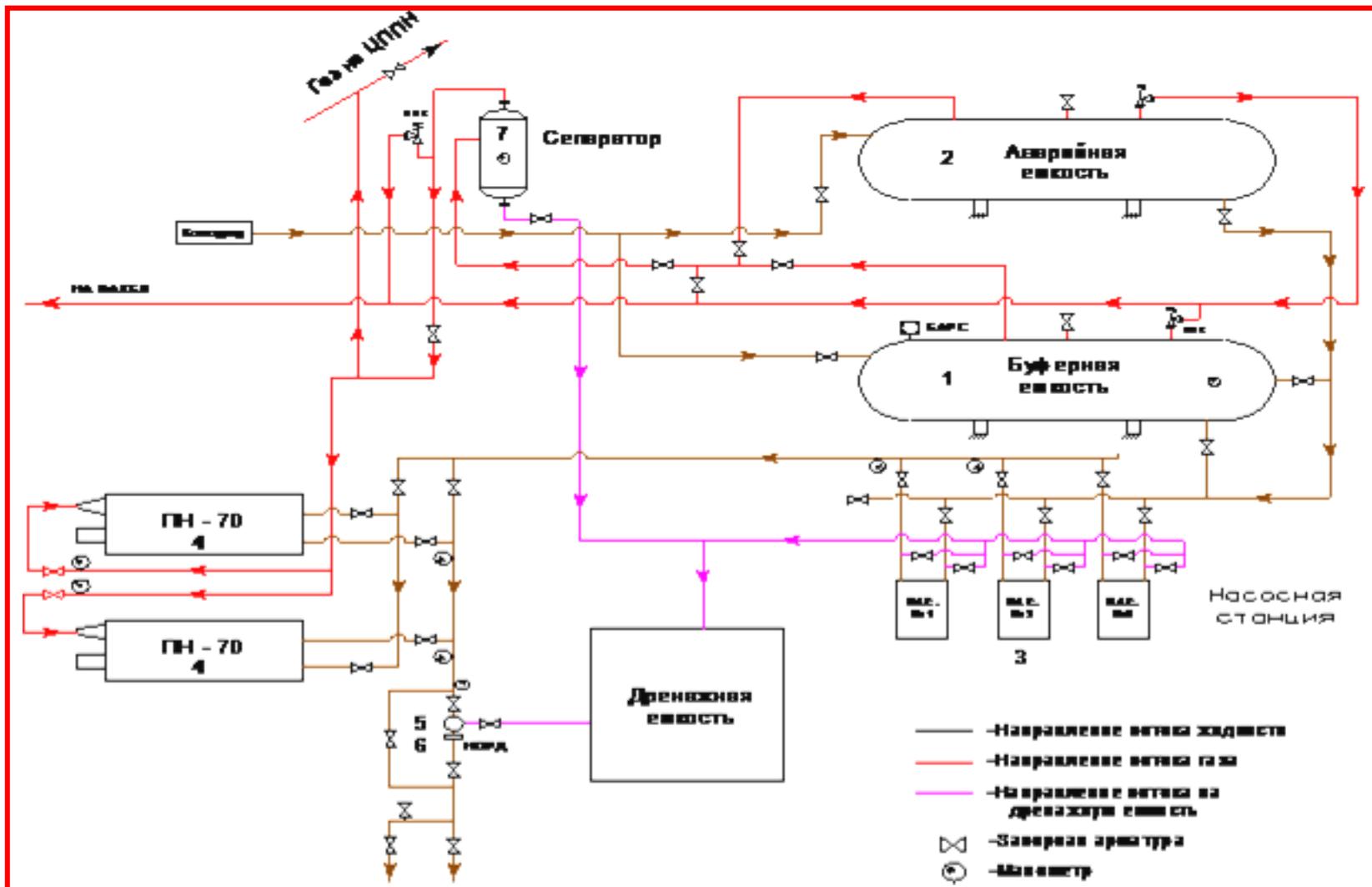


Рисунок 7.2.1.- Технологическая схема ДНС на месторождении Жетыбай

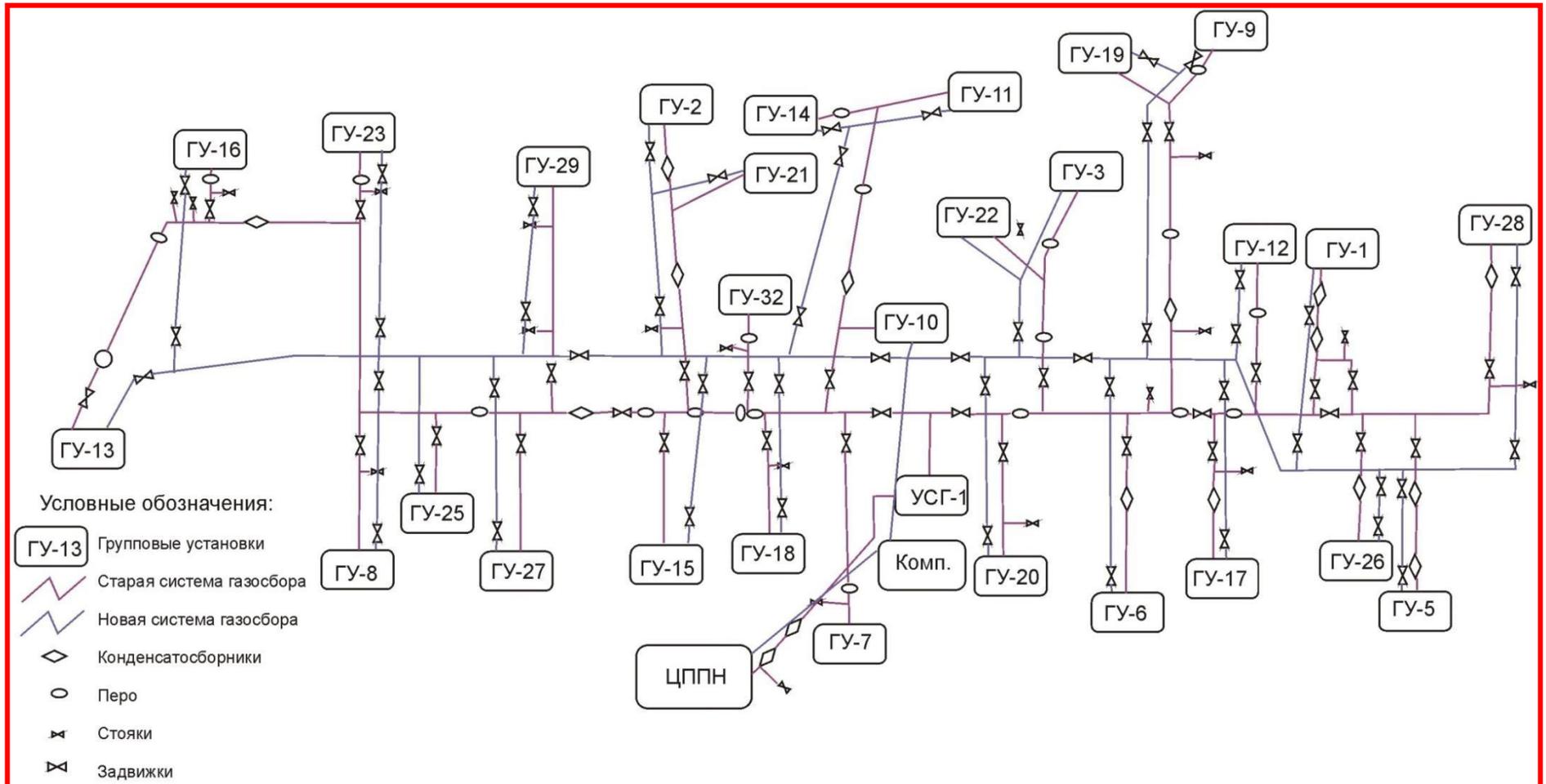


Рисунок 7.2.2- Технологическая схема сбора газа на ЦДНГ №1 на месторождении Жетыбай

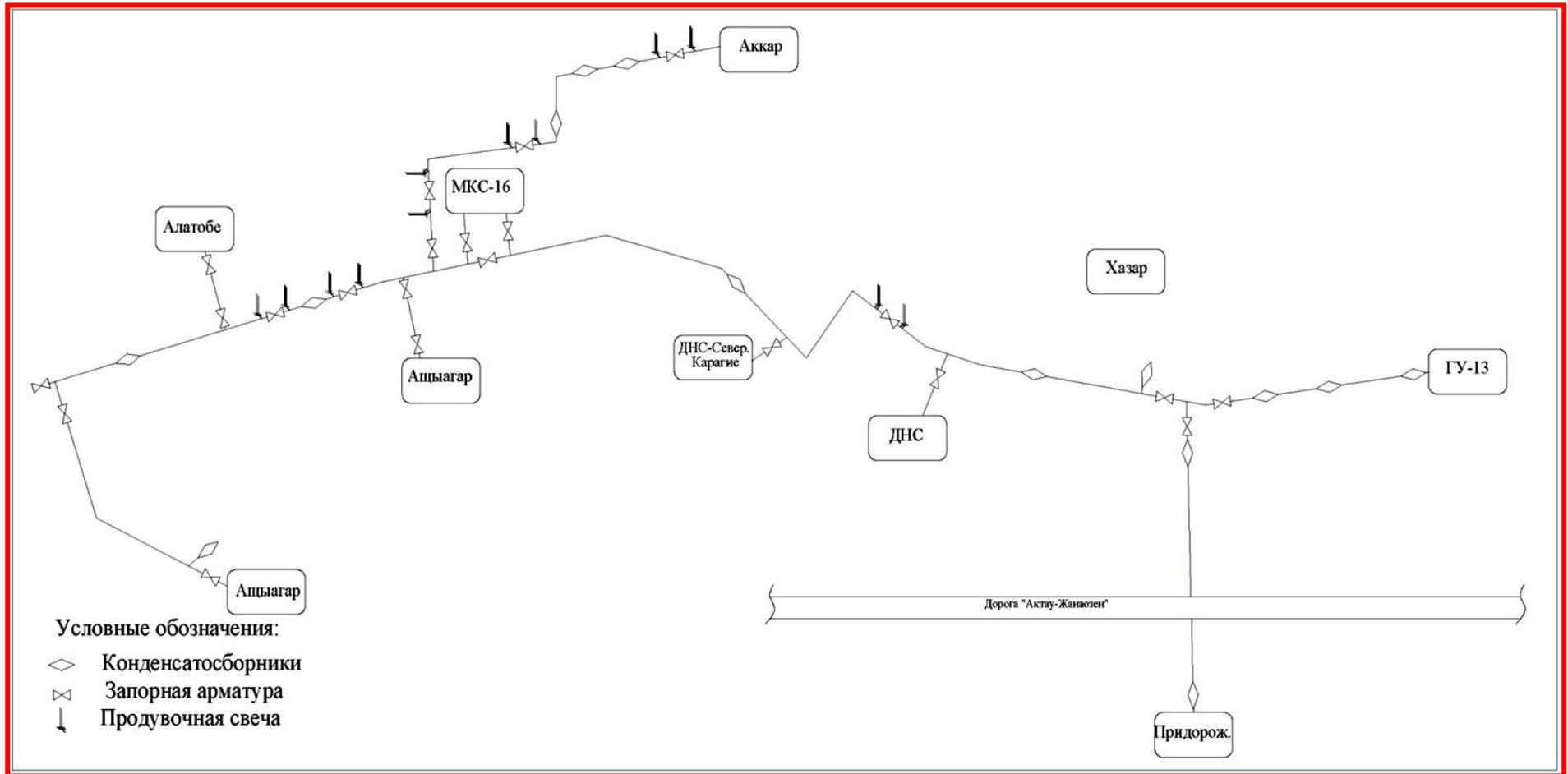


Рисунок 7.2.3 - Схема системы сбора газа малых месторождений ЦДНГ-1

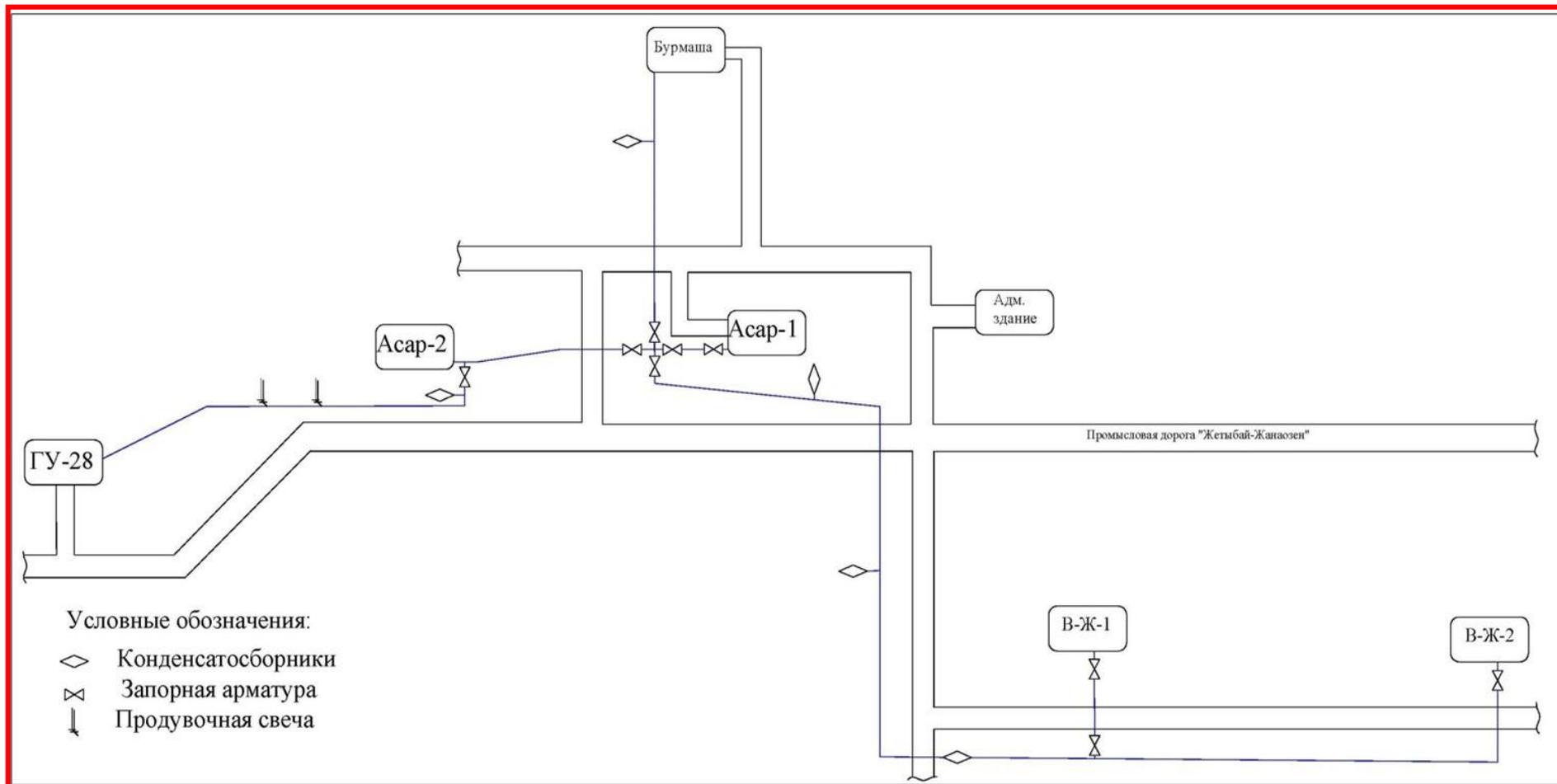


Рисунок 7.2.4- Схема системы сбора газа малых месторождений ЦДНГ-3

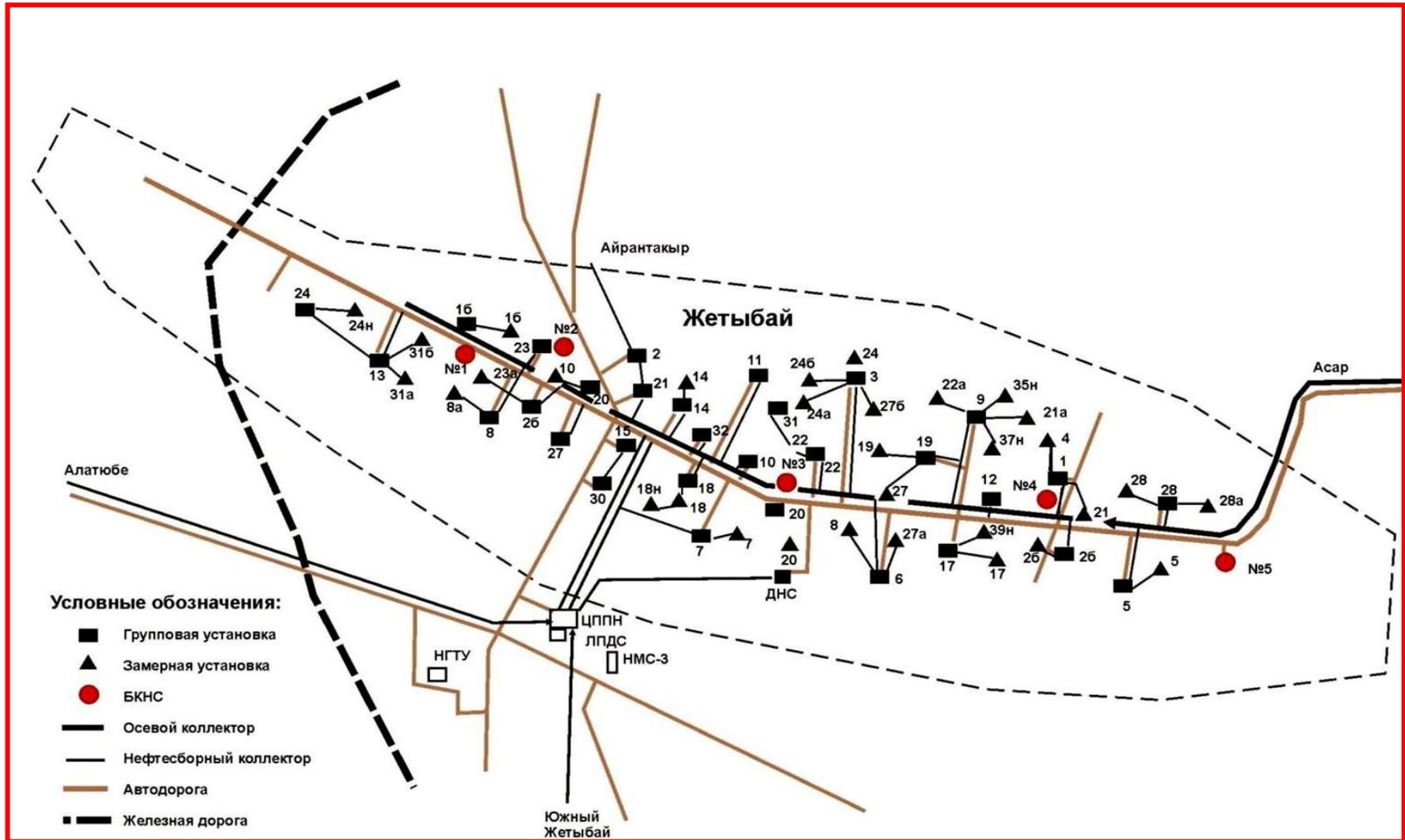


Рисунок 7.2.5 - Принципиальная схема нефтесбора на месторождении Жетыбай

Для сбора попутного газа от ЗУ и ГУ до ЦППН Жетыбай предусмотрены газопроводы:

- Газопровод ГУ Сев.Карагие КС-Хазар, 30,4 км;
- Газопровод ГУ Алатобе - ГУ Сев.Карагие, 8,5 км;
- Газопровод ГУ Сев.Аккар - ГУ Сев.Карагие, 18,41 км;
- Газопровод ГУ Придорожное-до узла Хазар, 2 км;
- Газопровод Узел Хазар- до печи Бекслан, 3,5 км;
- Газопровод ГУ Ащиагар-до газопровода Оймашы-Алатобе, 6 км;
- Газопровод ЗУ Оймаша-ГУ Оймаша, 33 км;
- Газопровод ГУ Оймаша-ГУ Алатобе, 30 км;
- Газопровод ЗУ Айрантакыр-ГУ2 Жетыбай, 15,5 км;
- Газопровод Южный Жетыбай-ЦППН, 5,8 км;
- Газопровод ГУ Вост.Жетыбай 1 - ГУ Вост.Жетыбай 2, 2,2 км;
- Газопровод ГУ Вост.Жетыбай 1 - ГУ Асар 1, 9,5 км;
- Газопровод ГУ Бурмашы - ГУ Асар 1, 10 км;
- Газопровод ГУ Асар-1 - ГУ Асар - 2, 7.8 км.

Газопроводы протяженностью более 15 км разделены на ремонтные участки, где установлены бесколодезные шаровые краны с продувочными свечами.

Для сбора и слива конденсата в низких точках участков газопроводов предусмотрены конденсатосборники $V=12,5\text{ м}^3$. По мере заполнения емкость конденсатосборника отсекается с помощью отсекающих задвижек и избыточное давление из емкостей стравливается на свечу и периодически опорожняется передвижным автотранспортом и транспортируется на ЦППН.

Для отвода газа в атмосферу при ремонте газопроводов на промысле предусмотрены продувочные свечи.

При ремонте нефтепромыслового оборудования осуществляются сварочные и покрасочные работы. Для ремонта оборудования на балансе каждого ЦДНГ имеются дизельные сварочные агрегаты.

При капитальных и плановых ремонтах скважин, которые проводятся силами подрядных организаций, проводятся продувки скважин.

На случай отключения электроэнергии на ГУ Асар-2 ЦДНГ-3 предусмотрена аварийная дизельная электростанция эксплуатационной мощностью 251 кВт.

Фактическое состояние технологического оборудования «технологических блоков» по каждой ГУ и ЗУ по состоянию на 2025 г представлены в таблице 7.2.3.

Таблица 6.2.3 - Фактическое состояние технологического оборудования «технологических блоков» по каждой ГУ и ЗУ по состоянию на 2026 г.

ПУ "ЖМГ"	технологический блок												Итого от тех. блока	
	спутник	газовый сепаратор	буферная емкость				насосы				узел учета	дренажная емкость на ГУ		дренажная емкость на скважинах
			50	80	100	200	ЦНС К-	9МГР	м/фазный NETZSCH	НБ-125				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ЦДНГ-1														
ГУ-2	1	1		1						3		1		
ГУ-7	1	2	-	2						3		1		
ЗУ-7	1											1	1	
ГУ-8	1	2		2						3		1		
ГУ-10	2	1		1						3		1		
ГУ-11	1	1	1	1						3		1		
ЗУ-11	1											1	1	
ЗУ-31	1												1	
ГУ-13	1	2		2						5		1	1	
ЗУ-13	1												1	
ЗУ-31а	1												1	
ЗУ-316	1												1	
ЗУ-24	1												1	
ГУ-14	1	1	1	1				1		2		1		
ЗУ-14	1												1	
ГУ-15	1	1		2						3		1		
ЗУ-30	1												1	
ГУ-16	1	1		2						3		1		
ЗУ-16	1												1	
ГУ-18	1	1		2						3		1		
ЗУ-18	1											1		
ЗУ-18н	1												1	
ГУ-21	1	1		1				2		1		1		
ГУ-23	1	1		1						3		1		
ГУ-25	1	1	1	1						3		1		
ЗУ-23а	1												1	
ГУ-27	2	1	1	1				1		2		1		
ГУ-29	1	1		1						3		2		
ГУ-32	1	1	1					2		1		1		
ЗУ-32	1												1	
ГУ Айрант.	1	1				1				3		1		
ГУ Придорож	1	1		2						2		1		
ГУ-Юж	1	1		2				2		3		1		
ГУ-Ойм	1	1		2						2		1		
ЗУ-Оймаш	1	1		1		1				2			1	
ГУ Сев.Аккар	1	2		1		1				3		1		
ДНС Алатобе		1		2						3				
ДНС Сев.Карагие		1		2						3				

ГУ Алатобе	1	1		2					3		3		
ГУ Сев.Караг.	1	1		2	1				3		1		
ЗУ Атамбай-Сартобе	1												
ГУ Ащигар	1	1		1					2		1		
ЗУ-Юж-1	1										1		
ЗУ-Юж-2	1										1		
Итого по ЦДНГ-1	44	31	5	38	1	3		8		73	32	15	
ЦДНГ №2													
ГУ-3	1	2		2				2		2		1	
ЗУ-24	1												
ЗУ-24а	1											1	
ЗУ-24б	1												
ЗУ-27б	1											1	
ГУ-6	1	2		2					4			1	
ЗУ-8	1											2	
ЗУ-27а	1											1	
ЗУ Бектурлы	1											1	
ГУ-20	1	2	1	1				1		2		1	
ЗУ-20	1											1	
ГУ-22	2	1		2					3		1		
ЗУ-22	1											1	
ЗУ-22г	1												
ГУ-9	1	2		2					4		1		
ГУ-5	1	2											
ЗУ-21а	1												
ЗУ-22а	2											1	
ЗУ-22б	1												
ЗУ-35	1												
ЗУ-37	1												
ГУ-12	2	2	1	1				1		3		1	
УДО (УНТВ)										1			
УНТВ-1								1					
ЗУ-12	1											1	
ЗУ-12 а	2										1	1	
ЗУ-12 б	1												
ГУ-19	2	2		2					4			1	
ЗУ-19	1												
ЗУ-19а	1											1	
ЗУ-27	1												
ГУ-1	2	2		2					4			1	
ЗУ-1	1												

ЗУ-1а	1												1	
ЗУ-16	1													
ЗУ-21	1												1	
ГУ-5	1	2	1	1				1		2		1		
ЗУ-5	1												1	
ГУ-17	1	2	1	1						3		1		
ЗУ-17	1												1	
ЗУ-39н	1												1	
ГУ-26	1	2		2						4		1		
ЗУ-26	1												1	
ЗУ-26а	1												1	
ГУ-28	1	2	1	1				2		2		1		
ЗУ-28	1												1	
ЗУ-28а	1													
ГУ-33	1	2								3		1		
ГУ-34	1	2	2							3		2		
Итого по ЦДНГ-2	53	29	7	19				8		44		11	25	0
ЦДНГ №3														
ГУ В.Жет 1	1	1		2						3	1	1		
ЗУ-1н	1											1		
ГУ В.Жет 2	1	1	1	1						3	1	1		
ЗУ-2н	1											1		
ЗУ-1	1												1	
ЗУ-2	1												1	
ЗУ-3	1												1	
ЗУ-4	1												1	
ЗУ-5	1												1	
ЗУ-6	1												1	
ЗУ-7	1												1	
ЗУ-8	1												1	
ЗУ-10	1												1	
ГУ-Асар-1		1		2				1		5	1	2		
ГУ-Асар-2		2		2		2				7	1	3		
ГУ-Асар-3	1	2		2						4	1	1		
ЗУ-9	1												1	
ЗУ-11	1												1	
ГУ-Бурмаша	1	2		2						3	1	1		
Промпечь		1											2	
Итого по ЦДНГ-3	17	10	1	11		2		1		25	6	23		

Цех подготовки и перекачки нефти ЦППН

На месторождениях ПУ «Жетыбаймунайгаз» подготовка нефти, добытой на нефтепромыслах ЦДНГ №1, 2, 3, осуществляется централизованно в цехе подготовки и перекачки нефти (ЦППН), расположенном на месторождении Жетыбай. Проектная производительность ЦППН по товарной нефти - 3,7 млн. т/год,

Готовой продукцией ЦППН является товарная нефть, соответствующая I-ой группе качества по СТ РК 1347–2005 (ГОСТ Р 51858–2002, MOD), нефтяной попутный газ, используемый в качестве топлива для работы печей, и отделенная от нефти сточная попутная вода, которая утилизируется через систему ППД путем закачки в продуктивные горизонты.

Процесс подготовки нефти на ЦППН предусматривает:

- нагрев поступающей продукции;
- дегазацию нефти;
- сброс основной массы пластовой воды при температурах 43-53 °С;
- промывку нефти пресной водой;
- сдачу товарной нефти;
- подготовку нефтяного газа к транспорту и использованию в качестве топлива для работы печей и других бытовых объектов;
- подготовку сточной воды для закачки в пласт.

Процесс подготовки нефтяной эмульсии на ЦППН осуществляется по следующей принципиальной технологической схеме. Нефтяная жидкость от трех промыслов ЦДНГ-1,2,3 поступает по самостоятельным 2 нефтесборным коллекторам на пункт узел учета нефти ПУН №1,2 ЦППН с давлением 0,4-0,45 МПа, температурой 35-45°С и средней обводненностью 60-70%.

После ПУН № 1, 2 газоводонефтяная эмульсия поступает на I ступень подогрева (печи ПТБ–10 № 5, 6, 7, работающие параллельно), где происходит нагрев жидкости до температуры 60–70°С. Далее подогретая газоводонефтяная жидкость поступает на первую ступень сепарации обезвоживания нефти, представляющую собой два параллельно работающих горизонтальных отстойника ОГ–200 №4, ОГ–100 №5, где происходит предварительный сброс свободной воды, выделившейся в процессе транспортировки. На выходе отстойников обводненность нефти составляет 30–45%, среднее содержание солей в нефти равно 9000-10000 мг/дм³.

После горизонтальных отстойников ОГ–200 №4, ОГ–100 №5 частично обезвоженная нефть поступает на вторую группу отстойников ОГ–200 № 1,2,3, где происходит дальнейший сброс выделившейся сточной воды. Содержание воды в нефтяной эмульсии на выходе горизонтальных отстойников среднем составляет 30%.

После горизонтальных отстойников ОГ–200 № 1,2,3 частично обезвоженная нефть под рабочим давлением 0,2-0,35МПа поступает концевую сепарационную установку (КСУ

№ 1, 2). КСУ №1, 2 представляют собой горизонтальные нефтегазовые сепараторы НГС-П-П1,6 V=100м³ (2ед.), расположенные на 18 м высоте, предназначенные для сепарации попутного нефтяного газа.

Попутный нефтяной газ низкого давления, выделившийся из нефти в аппарате КСУ

№1, 2 через коллектор отводится на газовый сепаратор С-5, который находится на узле установки сепарации газа Алатюбе, и далее подается на МКС (Модульная компрессорная станция) для утилизации. Жидкие компоненты, содержащиеся в выделившемся газе, попадают в дренажную емкость, откуда периодически откачиваются насосами на коллектор нефти узла ДНС–Алатюбе.

На ЦППН также кроме ПУН №1 и 2 имеется отдельный блок приема и подготовки нефти, поступающей с ДНС–Алатюбе из месторождений впадины Карагие.

С ДНС-Алатюбе нефть в объеме 300-600 м³/сут со средним давлением 0,1-0,2 МПа, температурой 35-40 °С поступает в буферные емкости Е–1, Е–2, где происходит выделение свободного нефтяного газа.

Отсепарированная нефть с помощью насосов марки НБ-125 №1, 2 откачивается через узел учета нефти на начало технологического процесса перед входом в горизонтальные отстойники ОГ–200 №4 и ОГ–100 №5. Нефть из дренажных емкостей также откачивается насосами на начало процесса.

Выделившийся газ с установки подготовки нефти ДНС–Алатюбе направляется по линии газопровода на установку сбора газа (УСГ), далее на блок дополнительной сепарации газа, где производится сепарация газа, который используют в качестве топлива для работы печей нагрева, установленных на ЦППН.

Частично обезвоженная нефть после КСУ №1,2 поступает на технологический резервуар РВС-5000 №15, где происходит более полное отделение воды путем промывки через слой сточной высотой 5-8 метров. Регулирование высоты водяной подушки в технологическом резервуаре осуществляется с помощью насосов № 1,2 (марки 1Д630/90), который расположен на подтоварной насосной.

Из технологического резервуара РВС-5000 м³ №15 нефть по перетоку, расположенному на высоте 11 м (9 м) поступает на прием технологических насосов (марки Д200/90 №8 в работе, №9,10,12 в резерве) с обводненность 0,3–1,5 %.

После технологических насосов марки Д200/90 № 8, 9, 10, 12 нефтяная эмульсия подрабочим давлением 0,25–0,35 МПа подается на II (вторую) ступень подогрева нефти - печь ПТБ-10/64 (№1,2,3,4), где подогревается до температуры 70-80 °С.

После печей II ступени подогрева нефть поступает в резервуарный парк (РВС– 5000м³ №11,12,13,14), где направляется сначала в технологические резервуары, а затем в буферные резервуары. Технологические и буферные резервуары работают попарно и взаимозаменяемые.

Нефть с перетока на высоте 9 м (6 м) из буферных технологических резервуаров РВС–5000 м³ отбирается насосами марки 200Д–90 № 5,7 и подается в один из товарных резервуаров (РВС–5000 м³ № 5, 7, 8, 9, 10), которые являются последним этапом подготовки

товарной нефти на ЦППН. В товарных резервуарах РВС–5000 м³ № 5, 7, 8, 9, 10 после непродолжительного отстоя удаляется подтоварная вода.

Подготовленная нефть предъявляется к сдаче на нефтеперекачивающую станцию НПС «Жетыбай» АО «КазТрансОйл», которая производит прием товарной нефти в соответствие с требованиями стандартов РК. Обводненность нефти после товарных резервуаров составляет от 0,03 до 0,5 %, содержание солей в товарной нефти составляет от 10 до 100 мг/дм³.

На ЦППН также действует факельная установка (ист.3228) для технологически неизбежного сжигания попутного газа. Высота факела Н = 10,0 м. и диаметр ствола факела D = 0,3 м.

Подготовка нефти/нефтешлама

В ПУ «Жетыбаймунайгаз» подготовка нефти/нефтешлама осуществляется в два этапа: первичная подготовка нефти производится на ЦОиУЭО, расположенных на ГУ-15, ГУ-12 месторождения Жетыбай и ГУ месторождения Асар; второй этап подготовки нефти происходит на установках подготовки нефти (УПАН), находящихся на ГУ-12 месторождения Жетыбай и ГУ месторождения Асар.

Установки подготовки нефти УПАН ГУ-12 и УПАН Асар являются производственным подразделением ЦППН ПУ «ЖМГ» и включают в себя: резервуары товарные, технологические, печи подогрева нефти и воды, насосы и хим. реагентное хозяйство. Схема установки подготовки нефти на УПАН ГУ-12 показана на рисунке 8.

Нефть или водонефтяная эмульсия после КРС и ПРС доставляется автотранспортом на участки УПАН, засыпается в бункер, промывается горячей водой, нагретой до 80-90°С, очищаются от земли и шлама, затем предварительно подготовленная нефть/нефтешлам сдается на УПАН.

Подготовка нефти на УПАН ведется термохимическим методом с использованием в настоящее время реагента-деэмульгатора Диссолван 4908. Привезенная нефть из отсека установки ЦОиУЭО откачивается насосами 6Ш8 и проходит через механический фильтр, далее поступает на технологический резервуар РВС № 1 (V=1000 м³). Перед технологическими резервуарами предусмотрена точка ввода в поток нефти деэмульгатора. Из технологического резервуара нефть по перетоку, расположенному на высоте 9,5 м, поступает самотеком на товарный резервуар РВС №2 V=1000 м³. Подготовленная нефть с товарного резервуара откачивается насосами через пункт учета нефти в коллектор ЦДНГ-2, 3 и далее поступает на ЦППН.

На УПАН ГУ-12 подогретая нефть в технологическом резервуаре обессоливается путем промывки через слой волжской воды высотой 8-9 м. На УПАН печь ПТ-16/150 № 2 – применяется для подогрева нефти в технологическом резервуаре, а печь ПТ-16/150 № 1 – используется для подогрева волжской воды при замене водяной подушки.

Плановый годовой оборот нефти и пластовой воды по группам резервуаров на 2026 г. Представлен в таблице 6.2.4.

Таблица 6.2.4- Годовой оборот нефти и пластовой воды по резервуарам ЦППН на 2026г.

№	Месторождение	Единица измерения	План на 2026 г
1	оборот нефти	тыс.тонн	2 575,056
2	оборот пластовой воды	тыс.тонн	7 311,480

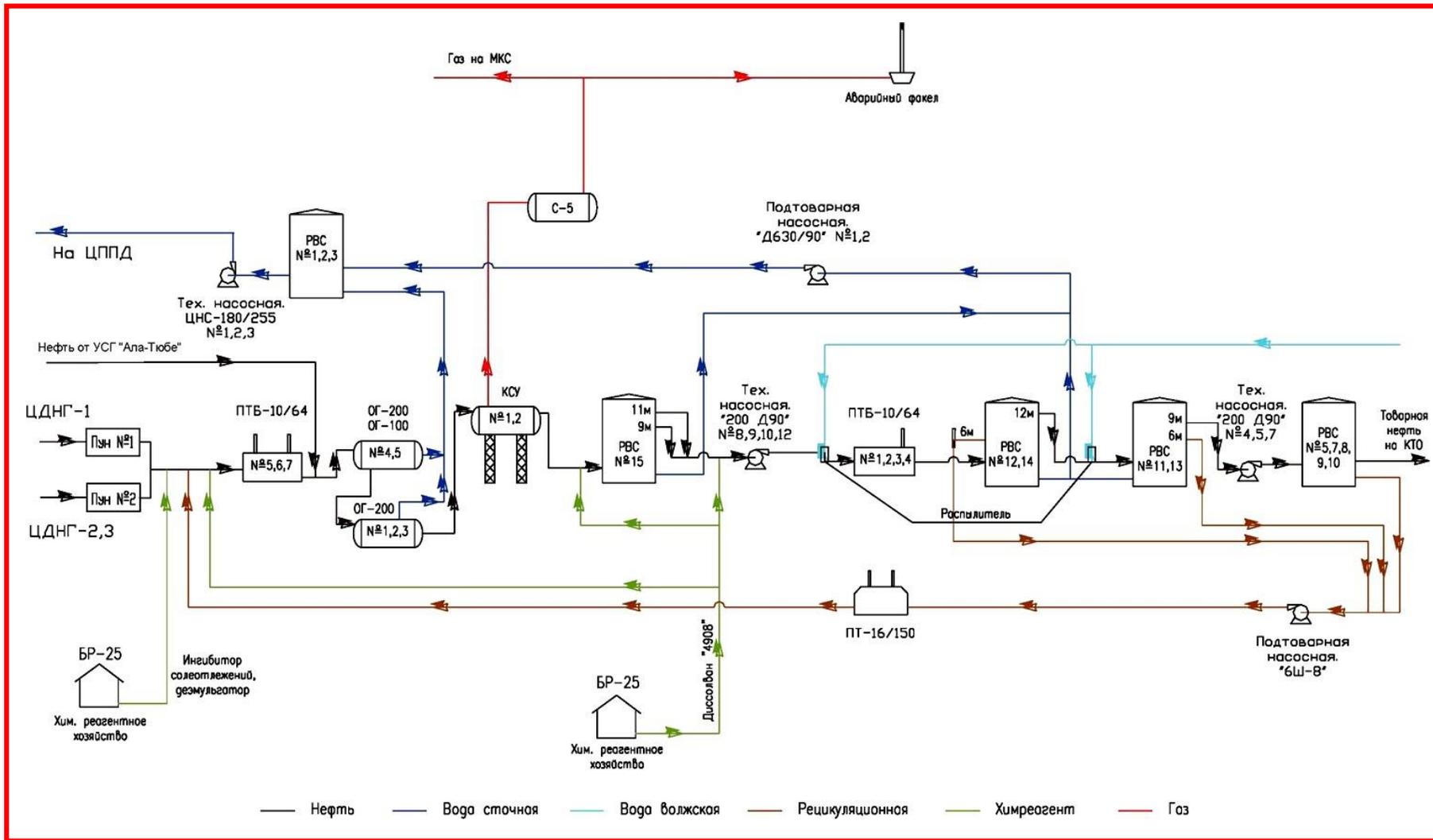


Рисунок 7.2.6. – Технологическая схема подготовки нефти на ЦППН

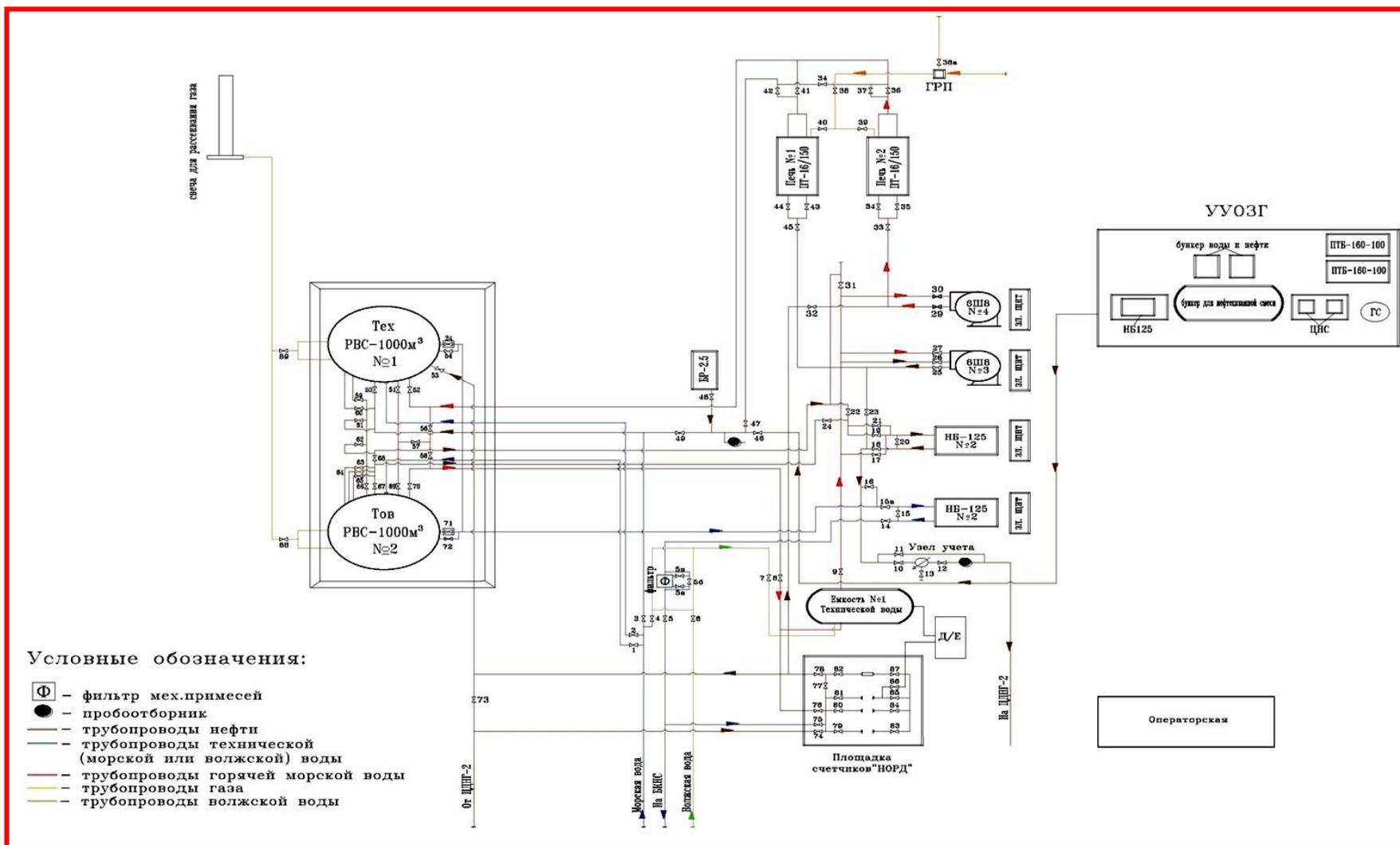


Рисунок 7.2.7. – Технологическая схема подготовки амбарной нефти на УПАН -12 ПУ «ЖМГ»

Цех поддержания пластового давления ЦППД

Заводнение продуктивных пластов ведется цехом поддержания пластового давления (ЦППД), которое осуществляется из пяти блочных кустовых насосных станции (БКНС). Также, для технических нужд цехом ЦППД ведется добыча и транспортировка альб-сеноманской воды с месторождения Асар.

Для поддержания пластового давления на месторождениях Жетыбайской группы используется морская, пластовая и Альбсеноманская вода.

Морская вода на месторождение Жетыбай поступает с третьей насосной станции (НСМ) по двум трубопроводам до блочно-кустовых насосных станций (БКНС-2 и БКНС-3). Протяженность трубопроводов составляет 3,3 км, далее морская вода перекачивается по коллектору и распределяется от БКНС-2 до БКНС-1, от БКНС-2 до БКНС-4 и далее на БКНС-5.

Пластовая вода с ЦППН передается на БКНС-3 по трубопроводу протяженностью 3,2 км. Общая протяженность низконапорных водоводов ЦППД составляет 22,3 км.

Морская и пластовая вода поступает на блочно-кустовые насосные станции по трубопроводам низкого давления. На БКНС насосами ЦНС 180*1422 создается необходимое водяное давление, после чего, по высоконапорным коллекторам вода подается на водораспределительные пункты ВРП и далее на нагнетательные скважины. Всего на месторождении Жетыбай протяженность разводящих высоконапорных коллекторов составляет 49,12 км. Общая протяженность разводящих высоконапорных водоводов от ВРП до скважин составляет 162,4 км.

Всего на месторождении Жетыбай расположено 53 водораспределительных пункта.

Морская вода на месторождениях Асар и Восточный Жетыбай поступает из осевого коллектора Актау – Узень по подводящему трубопроводу протяженностью 10,5 км. Морская вода поступает на БКНС «Асар» и «Восточный Жетыбай», а затем по разводящим коллекторам протяженностью 13,3 км вода направляется на водораспределительные пункты ВРП, из которых распределяется по нагнетательным линиям и скважинам.

При ремонте технологического оборудования осуществляются работы по сварке и газорезке.

Прокатно-ремонтный цех эксплуатационного оборудования ПРЦЭО

Прокатно-ремонтный цех эксплуатационного оборудования выполняет ремонт, монтаж и наладку всего нефтепромыслового оборудования ПУ «Жетыбаймунайгаз».

Специальные подразделения (бригады) ПРЦЭО выполняют следующие виды работ:

- проведение планово-предупредительных ремонтов (ППР) станков – качалок;
- капитальный ремонт коллекторов и нефтепромыслового оборудования;
- дезактивацию нефтепромыслового оборудования;
- ремонт сварочных агрегатов и прицепа хозяйства.

В состав цеха входит сварочный участок, выполняющий основной объем сварочных и газосварочных работ по всему управлению. Электродуговая сварка штучными электродами выполняется сварочными агрегатами (14 шт.), сварочным трансформатором и выпрямителем. Газосварочные работы представлены газовой сваркой с применением ацетилено-кислородного пламени и газовой резкой металла.

Зарядка аккумуляторных батарей производится в аккумуляторном цеху.

На случай отключения электроэнергии предусмотрена аварийная дизельная электростанция эксплуатационной мощностью 37 кВт.

Для хранения горюче-смазочных материалов на территории промплощадки расположены 4 наземные емкости, из них для хранения дизельного топлива – 2 ед., и для хранения масел – 2 ед.

Цех научно-исследовательских производственных работ (ЦНИПР)

Цех научно-исследовательских производственных работ (ЦНИПР) проводит замеры, анализы качественного состава воды после ее подготовки в ЦППД, анализы качественного состава нефти после подготовки в ЦППН перед сдачей в товарный парк ЗАО «КТО», а также производит контроль за разработкой месторождений.

Цех по подготовке, транспортировке газа и эксплуатации газового хозяйства ЦПТГиЭГХ

К цеху по подготовке, транспортировке газа и эксплуатации газового хозяйства (ЦПТГиЭГХ) относятся следующие установки и объекты:

Система газосбора месторождения Жетыбай;

- МКС-27

- МКС-16 Сев. Карагие
- МКС-13ЦППН .
- МКС-Восточный Жетыбай.
- ГУ Асар -3

Процесс сбора и подготовки попутного нефтяного газа на месторождениях ПУ «ЖМГ» включает в себя несколько ступеней:

Сбор и компримирование излишков попутного газа месторождений согласно полученным разрешениям выданные на сжигания газа в общий газосборный коллектор в районе ГУ-13.

Согласно «Программе развития переработке сырого газа, разработанной для ПУ «ЖМГ» на 2025-2027 гг. запланированы объемы неизбежного сжигания попутного газа представленные в таблице 6.2.5.

Таблица 6.2.5 – Объемы неизбежного сжигания попутного газа (согласно ПРПСГ)

Год	Добыча попутного газа, млн.м ³	Расход на собственные нужды, млн.м ³	Реализация сторонним потребителям, млн.м ³	Неизбежное сжигание попутного газа, млн.м ³
2023	397,574	123,234	273,240	1,1
2024	386,078	121,828	263,150	1,09832
2025	352,171	115,290	540,000	1,991654
2026	375,281	120,487	540,000	2,616805

Блочная газорегулирующая станция предназначена для снижения высокого давления топливного одорированного газа, поступающего с КазГПЗ и поддержания его с заданной точностью, а также измерения расхода газа.

Помимо газового оборудования на участке имеются дизельные сварочные агрегаты для осуществления электросварки в период ремонтных работ.

АО «Мангистаумунайгаз» получили Разрешения на сжигание сырого газа на 2026 год:

Таблица 6.2.5-1- Разрешение на сжигание сырого газа на 2026 год.

№	№ Разрешения	Дата выдачи	Наименование объекта	Количество, млн. м ³
1	KZ85VPC00028508	15.01.2026	м/р Жетыбай	1,941306
2	KZ74VPC00028512	15.01.2026	м/р Придорожное	0,035167
3	KZ69VPC00028505	15.01.2026	м/р Асар	0,268843
4	KZ58VPC00028509	15.01.2026	м/р Жетыбай Восточный	0,044696
5	KZ96VPC00028504	15.01.2026	м/р Алатобе	0,037794
6	KZ42VPC00028506	15.01.2026	м/р Атамбай Сартобе	0,063497
7	KZ04VPC00028511	15.01.2026	м/р Оймаша	0,061798
8	KZ78VPC00028537	15.01.2026	м/р Северное Карагие	0,027169
9	KZ13VPC00028543	15.01.2026	м/р Северный Аккар	0,001241
10	KZ31VPC00028510	15.01.2026	м/р Жетыбай Южный	0,095037
11	KZ15VPC00028507	15.01.2026	м/р Бектурлы	0,040257
ВСЕГО				2,616805

Согласно корректировке программы ПРПСГ по месторождению ПУ «Жетыбайской группы» на 2025-2027 год» на 2026 год в данном Проекте разработана корректировка к «Программе развития переработки сырого газа месторождений ПУ «Жетыбаймунайгаз» на 2025-2027 гг.» по месторождениям Айрантакыр, Алатобе, Асар, Атамбай-Сартобе, Бектурлы, Бурмаша, Жетыбай, Жетыбай Восточный, Жетыбай Южный, Оймаша, Придорожное, Северный Аккар и Северное Карагие на период 2026 год в соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утверждена Приказом № 164 Министра энергетики РК от 05.05.2018 г.

Протокол №28.3-2 от 08.12.2025 года (прилагаем)

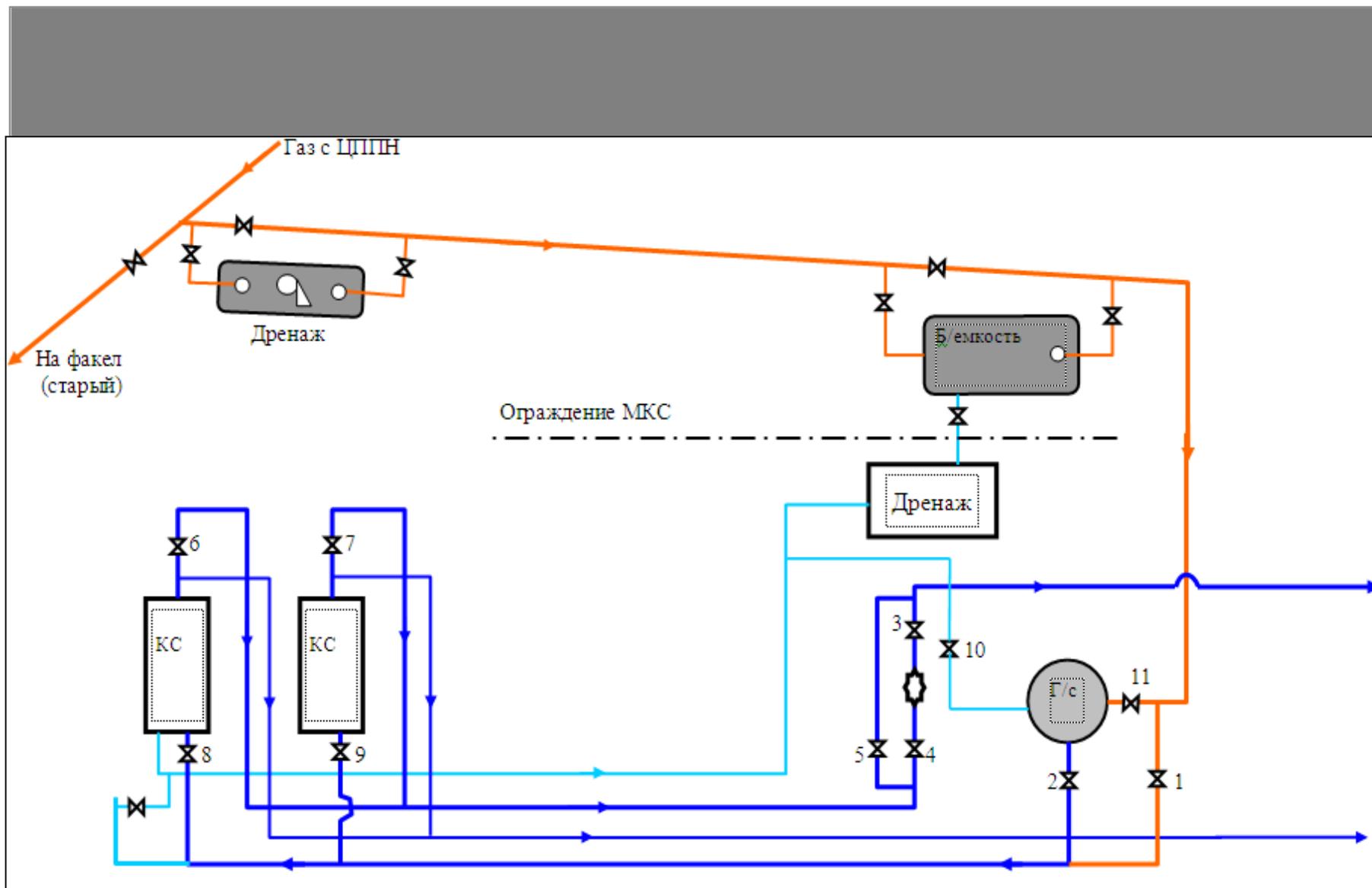


Рисунок 7.2.8. - Принципиальная технологическая схема МКС-13 ЦППН

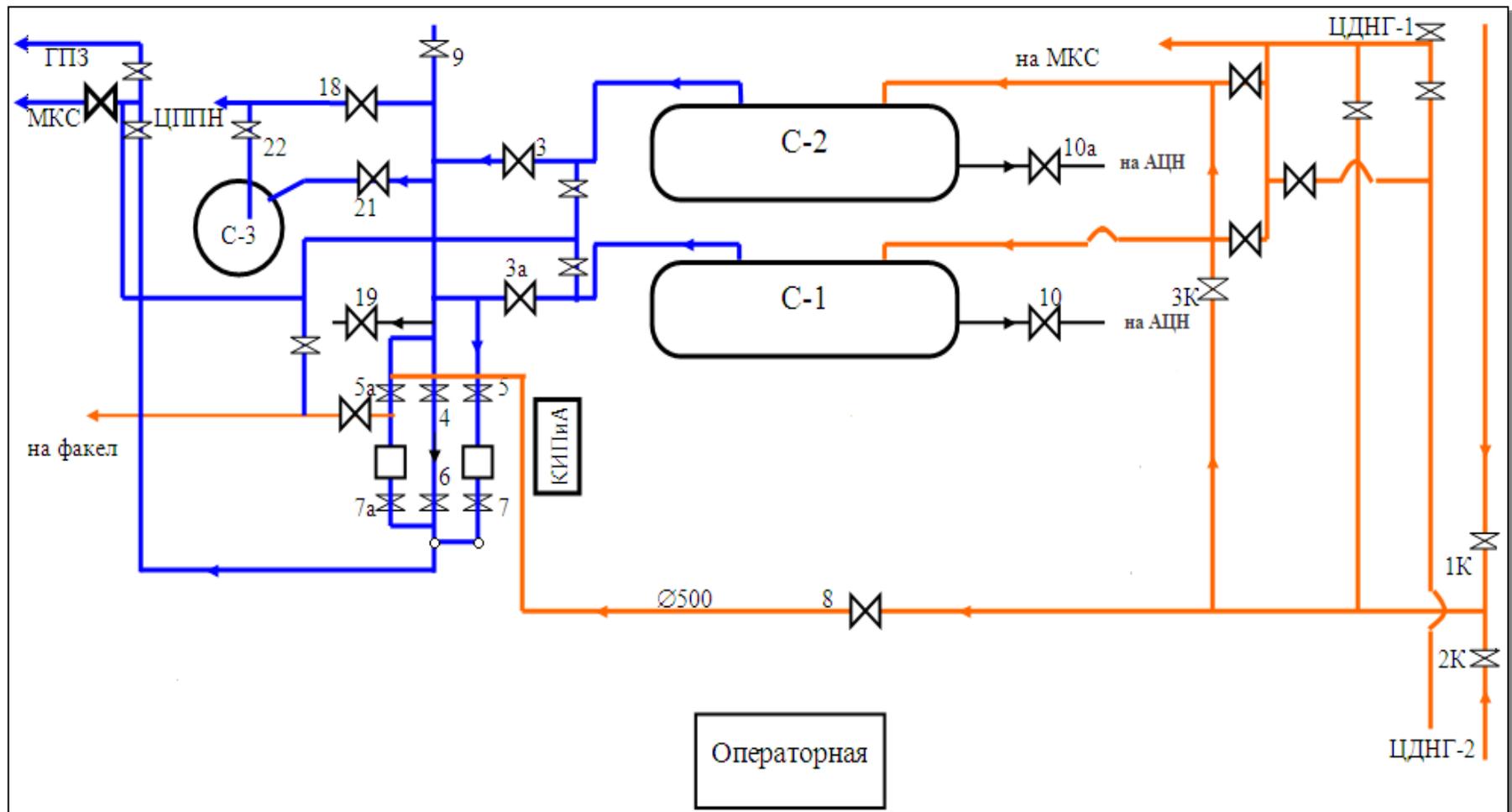


Рисунок 7.2.9. - Принципиальная технологическая схема УСГ-1

Цех производственного обслуживания нефтепромыслового оборудования (ЦПОНО)

Цех производственного обслуживания нефтепромыслового оборудования (ЦПОНО) ПУ «ЖМГ» образован путем реструктуризации Центральной Службы Производственного обслуживания отдела главного механика Производственного департамента (ЦСПО ОГМ ПД) в соответствии с Единой Программой развития нефтесервисных активов и Дорожной картой АО «ММГ».

ЦПОНО является производственным подразделением ПУ «ЖМГ».

Задачей ЦПОНО является обеспечение бесперебойной работы нефтепромыслового оборудования, а также поддержание действующего парка оборудования участков в исправном рабочем состоянии, путем своевременного качественного ремонта и технического обслуживания, с соблюдением безопасных условий труда, требований и норм по технике безопасности.

ЦПОНО осуществляет эксплуатацию числящегося на своем балансе оборудования, поддерживает его в рабочем состоянии и обеспечивает бесперебойную работу всех объектов основного производства.

6.3 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Согласно проведенным расчетам в атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества 54 наименований и 12 групп веществ, обладающих при совместном присутствии суммирующим вредным воздействием на окружающую среду.

Общий перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от источников загрязнения, расположенных на территории предприятия приведен в таблице 3.1.

Таблица групп суммаций приведена в таблице 3.1.

Таблица 3.1. – Общий перечень загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу 2026 г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс оп-ти	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год, (М)
1	2	3	4	5	6	7	8
0008	Взвешенные частицы PM10 (117)	0,3	0,06			0,541778	3,04971656
0010	Взвешенные частицы PM2.5 (118)	0,16	0,035			0,135782	0,7646976
0108	Барий сульфат /в пересчете на барий/ (113*)			0,1		0,000225167	0,001348343
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0,04		3	0,423522298	1,2746078
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,01	0,001		2	0,024684146	0,09123018
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)			0,01		0,0000131	0,0001
0168	Олово оксид /в пересчете на олово/ (Олово (II) оксид) (446)		0,02		3	0,000124	0,000672
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)	0,001	0,0003		1	0,000226	0,001224
0190	диСурьма триоксид /в пересчете на сурьму/ (Сурьма трехокись, Сурьма (III) оксид) (533)		0,02		3	0,000008	0,0000384
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	2414,355342	1068,326313
0302	Азотная кислота (5)	0,4	0,15		2	0,0005	0,0037
0303	Аммиак (32)	0,2	0,04		4	0,0000492	0,0004
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	387,1496273	181,9706029
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0,2	0,1		2	0,000132	0,001
0322	Серная кислота (517)	0,3	0,1		2	0,0000762	0,001041464
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	219,7223023	18,95774954
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3	411,2077013	32,26239333
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2	0,089447862	1,466689949
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	2532,671557	484,2408273
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,02	0,005		2	0,014105182	0,02899186
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,2	0,03		2	0,015177317	0,031182
0410	Метан (727*)			50		57,67168593	249,7622009

**Корректировка проекта нормативов эмиссий загрязняющих веществ (НДВ) для ПУ
«Жетыбаймунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз» на 2026 год**

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		4603,653878	3377,124647
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		32,15680164	266,5831989
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	1,5			4	0,9371	0,0235
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,781669766	3,285937677
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2			3	1,913073199	6,982793517
0621	Метилбензол (349)	0,6			3	2,562023848	9,834109906
0627	Этилбензол (675)	0,02			3	0,0048	0,00045
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		1E-06		1	0,000495657	0,000124531
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0,1			3	0,7641	2,7966
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	1	0,5		3	0,010178	0,21855
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5			4	0,84577	3,1283
1119	2-Этоксизтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)			0,7		0,4006	1,4699
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0,1			4	0,4447	1,6221
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	47,38660267	2,8708972
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0,35			4	0,399237	1,4626
1555	Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)	0,2	0,06		3	0,000192	0,0014
1608	Метилоксиран (Пропилена оксид) (376)	0,08			1	0,10532432	1,10729465
1611	Оксиран (Этилена оксид, Эпоксизэтилен) (437)	0,3	0,03		3	0,15892216	1,67257912
2701	Аммофос (Смесь моно- и диаммоний фосфата с примесью сульфата аммония) (39)	2	0,2		4	0,175	0,00063
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	5	1,5		4	0,05328	0,11733
2732	Керосин (654*)			1,2		0,00646	0,00816
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0,05		0,00110577	0,001746025
2750	Сольвент нефтя (1149*)			0,2		0,007254	0,1835
2752	Уайт-спирит (1294*)			1		1,6066	5,79975
2753	Флюс канифольный активированный /контроль по канифоли/ (ФКТ, Флюс канифольный активированный) (608)	0,3			4	0,428	1,54
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	1177,05432	1146,524858
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,15	0,05		3	0,001424432	0,0058
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,027419551	0,035222
2909	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: менее 20	0,5	0,15		3	11,07531	78,6241
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0,04		0,0231	0,0853548
2936	Пыль древесная (1039*)			0,1		0,93831	3,271027
2978	Пыль тонко измельченного резинового вулканизата из отходов подошвенных резин (1090*)			0,1		0,0452	0,0604
3708	Пыль резины на основе метилвинилдихлорсилана /по летучим хлорсодержащим компонентам/ (1074*)			0,02		0,0226	0,048816
	ВСЕГО:					11908,01492	6958,728403

Таблица 3.4 - Метеорологические характеристики и коэффициенты определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере пос. Жетыбай

Наименование характеристик	Величина
1	2
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	29,1
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-5,8
Среднегодовая роза ветров, %	
С	9
СВ	14
В	19
ЮВ	19
Ю	4
ЮЗ	4
З	17
СЗ	14
Среднегодовая скорость ветра, м/с	5
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	12

Таблица 3.4.1 – Таблица групп суммации ЭРА v3.0 ТОО «ДИК Ойл»

Мангистауская область, АО "Мангистаумунайгаз" ПУ "ЖМГ"

Номер группы суммации	Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества
1	2	3
03	0303	Аммиак (32)
04	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
	0303	Аммиак (32)
05	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)
	0303	Аммиак (32)
27	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)
	0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)
28	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
	0322	Серная кислота (517)
	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
30	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
31	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
35	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
	0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)
39	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
40	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)
	0302	Азотная кислота (5)
71	0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)
	0322	Серная кислота (517)
	0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор
Пыли	0344	Фториды неорганические плохо растворимые
	2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)
	2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20
	2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)
	2936	Пыль древесная (1039*)
	2978	Пыль тонко измельченного резинового вулканизата из отходов подошвенных резин (1090*)
	3708	Пыль резины на основе метилвинилдихлорсилана /по летучим хлорсодержащим компонентам/ (1074*)

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

На предприятии используется технологическое оборудование стран СНГ и зарубежного производства, надежное в эксплуатации и отвечающее современному уровню развития нефте- и газодобывающих производств.

На объектах вспомогательных производств по мере износа и выработки эксплуатационного ресурса проводится модернизация оборудования, внедряются новые технологии.

6.5 Перспектива развития производства

Проект НДВ разрабатывается на 2026 год по основным производственным показателям, также в настоящий проект включены объемы объектов намечаемой проектной деятельности на период эксплуатации:

РООС к РП «Трикантерной установки по переработке и очистке трудно разрушаемой нефтяной эмульсии на территории цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН) ПУ «Жетыбаймунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз» для ТОО «BSG Technology» (БиЭсДжи Технолоджи);

Работы по рекультивации и восстановлению земель, расположенных на объектах месторождения Жетыбай, ПУ «Жетыбаймунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз»;

Производственная площадка ТОО «Caspian Food» на месторождениях Жетыбайской группы;

Работы по переработке нефтеотходов методом биомеридиации (МБР) на территории ПУ «ЖМГ»;

РООС к РП «Строительство ГУ-4 ЦДНГ №3 на месторождении Асар»;

РООС к РП «Строительство АГЗУ ЗУ-5А, ЗУ-6 и ЗУ-13А на м/р Жетыбай»;

РООС к РП «Обустройство уплотняющих скважин Жетыбайской группы месторождения 24 очередь»;

РООС к РП «Обустройство уплотняющих скважин Жетыбайской группы месторождения 25 очередь»;

РООС к РП «Установка дополнительных оборудования на ГУ, ЗУ и системы ППД Жетыбайской группы месторождения. II очередь»;

РООС к РП «РВС-5000 куб.м с опорной насосной станцией на БКНС-3 м/р Жетыбай».

В данной разработке рассчитаны нормативы эмиссий допустимых выбросов загрязняющих веществ производственного управления «Жетыбаймунайгаз». Проект нормативов эмиссий допустимых выбросов загрязняющих веществ разработан на 2026 год.

6.6 Характеристика пылегазоулавливающего оборудования

С целью снижения загрязненности воздуха рабочей зоны в деревообрабатывающем участке УРСР и ОУ Департамента капитального строительства установлены аспирационные системы АС – 1 и АС -2, оборудованные фильтром воздуха мокрым (ФВМ). Аспирационные системы эффективностью очистки до 99 % предназначены для грубой и средней очистки воздуха производственных помещений от древесных отходов, опилок, стружек и пыли.

На ЦППН технологические и товарные резервуары с нефтью (источники №№3224 – 3226 и 3230) имеют газовые обвязки, что снижает выбросы ЗВ в атмосферу на 40%.

Применяемое технологическое оборудование соответствует современному техническому уровню. Сведения об установленном пылегазоочистном оборудовании представлено в Бланке 3.

6.7 Характеристика аварийных и залповых выбросов

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

К залповым выбросам относятся выбросы загрязняющих веществ, предусмотренные регламентом работ, превышающие обычный уровень выбросов, которые также могут превышать установленный предельный уровень (НДВ).

На данном объекте предприятия залповые выбросы не имеются.

Под аварией понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действиями человека или техническими средствами, а также в результате любых природных явлений (наводнение, землетрясение, оползни, ураганы и другие стихийные бедствия).

К главным причинам аварий следует отнести:

- полные или частичные отказы технических систем и транспортных средств;
- пожары, которые могут быть вызваны различными причинами;

- ошибки обслуживающего персонала;
- природные явления.

Аварийным выбросом является любой выброс загрязняющих веществ, произошедших в ходе нарушения технологии или в результате аварии.

Для аварийных выбросов нормативы НДВ не устанавливаются.

Для снижения риска возникновения аварий и снижения ущерба от их последствий, выявляются проблемы, анализируются ситуации и разрабатывается комплекс мер по обеспечению безопасности и оптимизации средств подавления и локализации аварий, разрабатываются планы мероприятий на случай любых аварийных ситуаций.

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

- соблюдение необходимых расстояний между объектами и опасными участками потенциальных источников возгорания;
- обеспечение беспрепятственного проезда аварийных служб к любой точке производственного участка;
- обеспечение безопасности производства на наиболее опасных участках и системах контрольно – измерительными приборами и автоматикой;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдение правил эксплуатации при выполнении работ;
- регулярные технические осмотры оборудования, ремонт и замена неисправных материалов и оборудования;
- применение материалов, оборудования и арматуры, обеспечивающих надежность эксплуатации, термоизоляции горячих поверхностей.

Таблица 6.4 - Перечень источников залповых выбросов

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

6.8 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

В ходе инвентаризации определены параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов предельно-допустимых выбросов в целом по промплощадкам, а также по каждому источнику выброса и по каждому загрязняющему веществу.

Параметры выбросов загрязняющих веществ, для расчета нормативов НДВ с указанием источников загрязнения, времени работы оборудования, координат источников на карте-схеме предприятия приведены в таблице 3.3 в Приложении 1.

6.9 Обоснование полноты исходных данных принятых для расчета

Исходные данные взяты из форм инвентаризации, которые были выполнены на основании визуальных обследований и расчетным путем (Приложение 4) согласно:

- Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.;
- Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок;
- Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии, утвержденная приказом Министра охраны окружающей среды;
- РД 39.142-00 «Методики расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования»;
- Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005;
- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.06-2004. Астана, 2005;
- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005;

- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов;
- Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196

Количество выбросов на рассматриваемый период определено расчетным путем по действующим методическим документам на основании исходных данных, представленных предприятием (Приложение 4).

Обоснование принятия данных о массовых выбросах ЗВ в атмосферу приведено в расчетах валовых выбросов (Приложение 10).

7. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ ВРЕДНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ

Расчет полей приземных концентраций загрязняющих веществ произведен с целью установления предельно-допустимых выбросов для источников загрязнения атмосферы от данного объекта.

Математическое моделирование рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере и расчет величин приземных концентраций выполнено по программному комплексу «Эра», версия 3.0, разработчик фирма «Логос-Плюс» (г. Новосибирск). В ПК «Эра» реализована «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий», РНД 211.2.01.01- 97 (ОНД-86).

При выполнении расчетов учитывались метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, района расположения предприятия.

Моделирование расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере выполнено по ПУ «ЖМГ» для АО «Мангистаунауйгаз».

Расчет полей приземных концентраций загрязняющих веществ от источников выбросов представлен Приложении Расчет рассеивания приземных концентраций.

Состояние воздушного бассейна на территории предприятия и прилегающей территории в границах расчетного прямоугольника характеризуется приземными концентрациями вредных веществ, которые представлены в картах рассеивания

При моделировании рассеивания приняты расчетные прямоугольники, параметры которых по вариантам расчётов представлены в нижеследующей таблице.

Таблица 7.1 - Параметры расчётного прямоугольника

№ № п/п	Производственная площадка	Размеры прямоугольника (м)		Количество расчетных точек	Угол между осью ОХ и направлением на север	Шаг, (м)	
		ширина	высота			Х	У
1	Месторождения Жетыбайской группы	200000	120000	41*25	90	500	500

Расчеты выполнены на существующее положение при максимальной суммарной нагрузке предприятия по всем загрязняющим веществам, с учетом одновременности работы оборудования, при более худших условиях для рассеивания загрязняющих веществ.

Результаты расчётов рассеивания показывают, что превышения ПДК загрязняющих веществ на границе СЗЗ отсутствуют, следовательно, расчётные значения выбросов загрязняющих веществ можно признать предельно-допустимыми выбросами и принять СЗЗ равной 1000 метров.

Таблица 7.1.1.- Анализ фонового загрязнения атмосферного воздуха

Примесь = 0301 (Азота диоксид (4)) Коэф-т оседания = 1.0
ПДКм.р. = 1.2000000 ПДКс.с. = 0.0400000 ПДКсг = 0.0000000 без учета фона. Кл.опасн. = 2
Примесь = 0304 (Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)) Коэф-т оседания = 1.0
ПДКм.р. = 0.4000000 ПДКс.с. = 0.0600000 ПДКсг = 0.0000000 без учета фона. Кл.опасн. = 3
Примесь = 0330 (Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516))
Коэф-т оседания = 1.0
ПДКм.р. = 0.5000000 ПДКс.с. = 0.0500000 ПДКсг = 0.0000000 без учета фона. Кл.опасн. = 3
Примесь = 0337 (Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)) Коэф-т оседания = 1.0
ПДКм.р. = 5.0000000 ПДКс.с. = 3.0000000 ПДКсг = 0.0000000 без учета фона. Кл.опасн. = 4
Примесь = 0410 (Метан (727*)) Коэф-т оседания = 1.0
ПДКм.р. = 50.0000000 (= ОБУВ) ПДКс.с. = 0.0000000 ПДКсг = 0.0000000 без учета фона. Кл.опасн. = 0
Примесь = 0415 (Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)) Коэф-т оседания = 1.0
ПДКм.р. = 50.0000000 (= ОБУВ) ПДКс.с. = 0.0000000 ПДКсг = 0.0000000 без учета фона. Кл.опасн. = 0
Примесь = 0416 (Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)) Коэф-т оседания = 1.0
ПДКм.р. = 30.0000000 (= ОБУВ) ПДКс.с. = 0.0000000 ПДКсг = 0.0000000 без учета фона. Кл.опасн. = 0
Примесь = 2754 (Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10))
Коэф-т оседания = 1.0
ПДКм.р. = 1.0000000 ПДКс.с. = 0.0000000 ПДКсг = 0.0000000 без учета фона. Кл.опасн. = 4
Гр.суммации = 6007 (0301 + 0330) Коэфф. совместного воздействия = 1.00

Примесь - 0301 (Азота диоксид (4)) Коэф-т оседания = 1.0
ПДКм.р. = 1.2000000 ПДКс.с. = 0.0400000 ПДКст = 0.0000000 без учета фона. Кл.опасн. = 2
Примесь - 0330 (Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516))
Коэф-т оседания = 1.0
ПДКм.р. = 0.5000000 ПДКс.с. = 0.0500000 ПДКст = 0.0000000 без учета фона. Кл.опасн. = 3

ПУ «Жетыбаймунайгаз»

Контроль над соблюдением нормативов предельно-допустимых выбросов (НДВ) от организованных источников выделения ЗВ в атмосферу ПУ «Жетыбаймунайгаз» в 2026 году будет проводиться на 87 точках, в том числе на источниках выбросов ЗВ на 70 точках и 17 точек СЗЗ, итого 87 точек:

Подфакельный контроль.

Подфакельные замеры на территории месторождений Жетыбайской группы осуществляются на подфакельных установках на высоте 1,5-3,5 м от поверхности земли. Время отбора проб для анализа относится к 30-минутному периоду осреднения. Замеры на подфакелах также проводятся дискретным методом с трехкратными замерами на каждой точке. При исследовании загрязнения приземного слоя атмосферы в районе расположения подразделений ПУ «ЖМГ» проводятся метеорологические наблюдения: измерение температуры, относительной влажности воздуха, скорости, а также учитывалось общее состояние погоды (облачность, осадки и т.д.).

Данные подфакельных наблюдений не включаются в расчет норматива выбросов, они необходимы для детального анализа экологической ситуации в районах месторождений АО «ММГ».

Продолжительность отбора пробы воздуха для определения разовой концентрации загрязняющих веществ составит до 8 часов. За один цикл отбора в каждой точке будет осуществляться отбор 3-х проб. Отбор проб будет производиться на высоте 1,5-3,5 м. Периодичность контроля приземных концентраций намечается 1 раз в квартал.

На 2026 г. подфакельные наблюдения предусмотрено проводить в существующем режиме.

Контролируемые показатели:

- оксид углерода;
- метан;
- диоксид азота
- азот оксид
- сера диоксид
- сероводород;
- углерод черный (сажа).

Измерения метеорологических характеристик и концентрация ЗВ в атмосферном воздухе будут проводиться приборами, прошедшими сертификацию в Республике Казахстан.

7.1 Мониторинг воздействия на атмосферный воздух

17 точек контроля состояния атмосферного воздуха на границах СЗЗ месторождений Жетыбайской группы:

- 8 точек на границе СЗЗ (1000 метров от крайнего источника) – на границе месторождения Жетыбай;

- 4 точки на границе СЗЗ (1000 метров от крайнего источника) – на границе месторождения Асар;

- 5 точек, по 1-ой точке на границе месторождения Атамбай, Алатюбе, Сев. Карагие, Ащиагар, Сев. Аккар – всего 5 точек.

Таблица 3.10 – План-график контроля источников загрязнения атмосферы на 2026 год

№ п/п	Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющих веществ согласно проекта	Периодичность инструментальных замеров
			наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7	8
Источники, подлежащие контролю за соблюдением нормативов ПНЭ							
инструментальным методом							
1	ПУ "ЖМГ"	добыча нефти – 2,776тыс тонн/год, добыча попутного газа – 375,281 млн м3/год	Печь ГУ-7, ПП-0,63	2010	43,30305 / 52,12304	Азота (IV) диоксид	1 раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
2	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-8, ПН-70	2028	44,20501 / 51,57340	Азота (IV) диоксид	1 раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
3	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-10, ПН-70	2043	44,33365/50,11213	Азота (IV) диоксид	1 раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
4	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-11, ПН-70	2060	44,36305/50,10313	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
5	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-11, ПП-0,63	2061	44,33127/52,07599	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	

						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
6	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-15, ПН-70	2192	44,32095/52,11533	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
7	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-16, ПН- 70	2216	44,32165/52,11323	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
8	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-18, ПН-70	2238	43,29305/53,11301	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
9	ПУ "ЖМГ"		ПН- 70 ГУ -23	2280	44,12305/52,11102	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
10	ПУ "ЖМГ"		ГУ- 25 ПП-0,63	2292	46,32311/50,11302	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
11	ПУ "ЖМГ"		Печь ПН-70 ГУ-27,	2312	43,31037/52,06526	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
12	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-ЮЖ.Ж №1, ПП-0,63	2390	43,31155/52,14162	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	

						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
13	ПУ "ЖМГ"		Печь УН- 0,2 скв 29 №1	2429	43,31155/52,14163	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
14	ПУ "ЖМГ"		Печь ДНС-Ала-Тюбе №1, ПП-0,63.	2490	43,32335/52,11300	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
15	ПУ "ЖМГ"		Печь ДНС-Ала-Тюбе №2, ПП-0,63.	2492	44,32219/51,25105	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
16	ПУ "ЖМГ"		Печь ДНС-Алатюбе №3 ПП-0,63	2494	44,32305/52,10303	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
17	ПУ "ЖМГ"		Печь ДНС-Ала-Тюбе №4, ПП-0,63.	2496	43,32315/50,11283	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
18	ПУ "ЖМГ"		Печь ДНС-Ала-Тюбе №5, ПП-0,63.	2498	44,32305/52,11303	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
19	ПУ "ЖМГ"		Печь ДНС-Ала-Тюбе №6, ПП-0,63.	5017	44,30325/50,11313	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	

						Метан (727*)	
20	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-1 УНТВ№1	2589	44,30325/50,11313	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал,
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
21	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-3, ПП-0,63	2630	43,32305/51,11133	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
22	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-5, ПН-70	2681	44,32325/55,13300	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
23	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-9, ПН-70№1	2728	43,32085/52,11579	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
24	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-12, ПН-70	2804	44,38305/54,10303	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
25	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-12 УНТВ-12 №1	2805	44,18235/52,09302	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
26	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-17, ПП-0,63	2841	41,33305/53,11302	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	

27	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-6, ПН-70	2864	43,32305/51,11133	Метан (727*)	1раз/ квартал
						Азота (IV) диоксид	
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
Метан (727*)							
28	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-22 УНТВ-22 №1	2933	43,32315/52,11303	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
29	ПУ "ЖМГ"		Печь ПП-0,63 ГУ-26 №1	2957	43,32315/52,11303	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
30	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-Асар 1, ПП-1,6	3105	44,32311/55,11143	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
31	ПУ "ЖМГ"		Печи ГУ-Асар 2, ПП-1,6	3127	47,23365/52,2530	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
32	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-ВЖ 1, ПН-70	3134	43,13305/52,10302	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
33	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-Бурмаша, ПП-0,63	3146	44,32315/50,10301	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	

						Метан (727*)	
34	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-Бурмаша, ПП-0,63	3147	42,12305/52,11303	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
35	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-ВЖ-2 ПП-0,63	3158	43,32275/52,11303	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
36	ПУ "ЖМГ"		Печь ПП-0,63, ГУ-28	2981	44,16305/50,11302	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
37	ПУ "ЖМГ"		ПН- 70 ГУ- ВЖ-2	3141	43,18314/52,10302	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
38	ПУ "ЖМГ"		Печь ПН- 70 ГУ- Асар-2	5081	42,32175/52,11140	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
39	ПУ "ЖМГ"		ПП- 1,6 ГУ- 28	0714	44,15315/56,10300	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
40	ПУ "ЖМГ"		Печь ННУ- 0,2 В-2 сп	0712	44,13282/52,13317	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	

41	ПУ "ЖМГ"		Печь ПП- 0,63 Сев.Аккар№2	0719	44,13305/52,11253	Метан (727*)	1раз/ квартал
						Азота (IV) диоксид	
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
Метан (727*)							
42	ПУ "ЖМГ"		ПП- 0,63 ГУ- 19 №1	0720	44,30304/52,11320	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
43	ПУ "ЖМГ"		Печь ПП- 0,63 ГУ- 1	0721	44,17256/50,13321	Азота (IV) диоксид	1 раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
44	ПУ "ЖМГ"		Печь ПП- 0,63 ГУ- Асар №1	0722	44,31235/52,10333	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
45	ПУ "ЖМГ"		Печь ПП- 0,63 ГУ- Асар №2	0724	43,36305/53,11151	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
46	ПУ "ЖМГ"		Печь ПП- 0,63 ГУ- 34 №1	0725	44,265302/52,10323	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
47	ПУ "ЖМГ"		Печь УДО ГУ- 16	0728	44,23305/52,20134	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	

						Метан (727*)	
48	ПУ "ЖМГ"		ГУ- 16 УДО №1	0726	44,23305/52,20134	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
49	ПУ "ЖМГ"		ННУ- 0,2 скв№1214	2163	45,30315/50,20320	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
50	ПУ "ЖМГ"		Печь УДО – 12 №1	2264	46,28351/53,26361	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
51	ПУ "ЖМГ"		Печь ПП- 0,63 ГУ- 21	2265	40,38112/50,09212	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
52	ПУ "ЖМГ"		Печь ННУ- 0,2 скв№1077	2277	45,36310/50,10301	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
53	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-10, УДО №1	3363	43,32315/52,11303	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
54	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-33, ПП-0.63 №1	3785	43,32315/52,11303	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	

					43,32315/52,11303	Метан (727*)	
55	ПУ "ЖМГ"		Печь УН- 0,2 свк№8	3715	43,32315/52,11303	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
56	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-20 (ПП-0,63)	4069	43,32315/52,11303	Азота (IV) диоксид	1 аз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
57-58-59-60	ПУ "ЖМГ"		Подфакельное наблюдение №1	3295	43,32315/52,11303	азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						азота(II) оксид	
						углерод сажа (583)	
						углерод оксид	
						метан (727*)	
						сера диоксид	
						сероводород	
61-62-63-64	ПУ "ЖМГ"		Подфакельное наблюдение №2	3299	43,32315/52,11303	азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						азота(II) оксид	
						углерод сажа(583)	
						углерод оксид	
						метан (727*)	
						сера диоксид	
						сероводород	
65-66-67-68	ПУ "ЖМГ"		Подфакельное наблюдение №3	4406	43,32315/52,11303	азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						азота(II) оксид	
						углерод сажа (583)	
						углерод оксид	
						метан (727*)	
						сера диоксид	
						сероводород	
69	ПУ "ЖМГ"		Печь УН- 0,2 скв№1098	2297	43,32315/52,11303	Азота (IV) диоксид	1раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	

					43,32315/52,11303	Метан (727*)	
70	ПУ "ЖМГ"		Печь ГУ-13 ПП-0,63 №1	2088		Азота (IV) диоксид	1 раз/ квартал
						Азот (II) оксид	
						Сера диоксид	
						Углерод оксид	
						Метан (727*)	
Точки контроля на границе СЗЗ (м/р Жетыбай)						Азота диоксид	
1	1				184875 / 119046	Азота оксид	1 раз/ квартал
						Ангидрид сернистый	
						Углерод оксид	
						Метан	
						Углеводороды C1-C5	
						Углеводороды C6-C10	
						Углеводороды C12-19	
2	2				183059/ 127380	Азота диоксид	1 раз/ квартал
						Азота оксид	
						Ангидрид сернистый	
						Углерод оксид	
						Метан	
						Углеводороды C1-C5	
						Углеводороды C6-C10	
						Углеводороды C12-19	
3	3				187830 / 128409	Азота диоксид	1 раз/ квартал
						Азота оксид	
						Ангидрид сернистый	
						Углерод оксид	
						Метан	
						Углеводороды C1-C5	
						Углеводороды C6-C10	
						Углеводороды C12-19	
4	4				193862 / 127394	Азота диоксид	1 раз/ квартал
						Азота оксид	
						Ангидрид сернистый	
						Углерод оксид	
						Метан	
						Углеводороды C1-C5	
						Углеводороды C6-C10	
						Углеводороды C12-19	
						Азота диоксид	1 раз/ квартал

5	5				200910 / 125578	Азота оксид	
						Ангидрид сернистый	
						Углерод оксид	
						Метан	
						Углеводороды C1-C5	
						Углеводороды C6-C10	
						Углеводороды C12-19	
6	6				204572 / 121946	Азота диоксид	1 раз/ квартал
						Азота оксид	
						Ангидрид сернистый	
						Углерод оксид	
						Метан	
						Углеводороды C1-C5	
						Углеводороды C6-C10	
						Углеводороды C12-19	
7	7				199279 / 116591	Азота диоксид	1 раз/ квартал
						Азота оксид	
						Ангидрид сернистый	
						Углерод оксид	
						Метан	
						Углеводороды C1-C5	
						Углеводороды C6-C10	
						Углеводороды C12-19	
8	8				189492 / 119884	Азота диоксид	1 раз/ квартал
						Азота оксид	
						Ангидрид сернистый	
						Углерод оксид	
						Метан	
						Углеводороды C1-C5	
						Углеводороды C6-C10	
						Углеводороды C12-19	
Точки контроля на границе СЗЗ (м/р Асар)							
9	9				207650 / 123947	Азота диоксид	1 раз/ квартал
						Азота оксид	
						Ангидрид сернистый	
						Углерод оксид	
						Метан	
						Углеводороды C1-C5	
						Углеводороды C6-C10	
						Углеводороды C12-19	

10	10				213036/ 127702	Азота диоксид	1 раз/ квартал
						Азота оксид	
						Ангидрид сернистый	
						Углерод оксид	
						Метан	
						Углеводороды C1-C5	
						Углеводороды C6-C10	
						Углеводороды C12-19	
11	11				213560 / 121330	Азота диоксид	1 раз/ квартал
						Азота оксид	
						Ангидрид сернистый	
						Углерод оксид	
						Метан	
						Углеводороды C1-C5	
						Углеводороды C6-C10	
						Углеводороды C12-19	
12	12				218484 / 123793	Азота диоксид	1 раз/ квартал
						Азота оксид	
						Ангидрид сернистый	
						Углерод оксид	
						Метан	
						Углеводороды C1-C5	
						Углеводороды C6-C10	
						Углеводороды C12-19	
Точки контроля на границе СЗЗ (м/р Атамбай, Алатюбе, Сев. Карагие, Ащиагар, Сев. Аккар)							
13	13				213560 / 121330	Азота диоксид	1 раз/ квартал
						Азота оксид	
						Ангидрид сернистый	
						Углерод оксид	
						Метан	
						Углеводороды C1-C5	
						Углеводороды C6-C10	
						Углеводороды C12-19	
14	14				134860 / 149404	Азота диоксид	1 раз/ квартал
						Азота оксид	
						Ангидрид сернистый	
						Углерод оксид	
						Метан	
						Углеводороды C1-C5	
						Углеводороды C6-C10	

						Углеводороды C12-19	
15	15				145086 / 146655	Азота диоксид	1 раз/ квартал
						Азота оксид	
						Ангидрид сернистый	
						Углерод оксид	
						Метан	
						Углеводороды C1-C5	
						Углеводороды C6-C10	
						Углеводороды C12-19	
16	16				157292 / 137287	Азота диоксид	1 раз/ квартал
						Азота оксид	
						Ангидрид сернистый	
						Углерод оксид	
						Метан	
						Углеводороды C1-C5	
						Углеводороды C6-C10	
						Углеводороды C12-19	
17	17				148384 / 126797	Азота диоксид	1 раз/ квартал
						Азота оксид	
						Ангидрид сернистый	
						Углерод оксид	
						Метан	
						Углеводороды C1-C5	
						Углеводороды C6-C10	

8.1. КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Территория нефтегазового месторождения Жетыбай представляет собой полого-наклонную на юго-запад равнину плато Мангышлак с абсолютными отметками от 90 до 278 метров, осложненную рядом бессточных впадин с минимальными абсолютными отметками до 30 м.

Регион относится к полупустынной зоне с серо-бурыми почвами, в комплексе с которыми большое распространение имеют солончаки корково-пухлые и солончаки приморские.

Формирование растительного покрова, характерно для условий пустынь. Господствуют белоземельнопопынные и биюргуновые сообщества. В понижениях рельефа местности встречаются сарсазаново-поташниковые травяные пятна. Многие участки, полностью лишены растительности в результате нефтедобывающей деятельности.

Регион в хозяйственном отношении представляет собой малопродуктивные пустынные пастбища.

Поверхностные источники воды отсутствуют. Грунтовые воды залегают на глубинах 50 и более метров.

Климат района резко-континентальный. Лето жаркое и продолжительное. В отдельные годы температура воздуха повышается до +45⁰С. Зима малоснежная с сильным ветром, нередко буранами. Среднегодовая скорость ветра 6-8 м/сек. В наиболее холодные зимы морозы достигают –30⁰С. Близость Каспийского моря на климат влияния не оказывает.

Зима (декабрь-февраль) умеренно холодная, с неустойчивой преимущественно пасмурной погодой. Морозы начинаются с середины декабря. В самый холодный месяц (январь) температура воздуха днем от –4⁰С до –6⁰С; ночью от –7⁰С до –15⁰С (редко –30⁰С).

Днем нередко бывает оттепели с температурой воздуха плюс 11⁰С. Осадки выпадают в виде снега. Толщина снежного покрова обычно не превышает 5 см, однако бывали случаи выпадения снега до 25 см., глубина промерзания грунта 80 см. Число дней с туманами до 6 в месяц.

Лето (май-сентябрь) – сухое, жаркое. Температура воздуха днем плюс 22⁰С – плюс 37⁰С (редко +43⁰С), ночью +11⁰С - +15⁰С. Осадки выпадают изредка, в мае-июне. С июля по сентябрь стоит засушливая погода. Относительная влажность воздуха 56-76%.

Температура воздуха

Абсолютный минимум температуры воздуха в районе месторождения составляет минус 30⁰С. Абсолютный максимум - +45⁰С. Зима наступает в конце ноября. Самый холодный месяц - январь, а самый теплый - июль. Зимой при вторжении холодных масс арктического воздуха температура понижается до минус 20⁰С, с наступлением весны идет постепенное повышение. Жаркий период, когда среднесуточная температура воздуха выше 25⁰С, наступает в июне и продолжается до конца августа.

Рисунок 8.2.1 - Средняя температура (по месяцам)

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Тущибек	-5,2	-3,9	1,6	10,8	18,1	23,2	25,8	25,2	18,8	10,6	2,8	-2,6
Аккудук	-5,5	-4,1	2,7	12,4	20,2	25,7	28,6	27,2	19,6	10,5	2,7	-2,6

С февраля начинается повышение температуры воздуха. Особенно интенсивным оно бывает при переходе от марта к апрелю и составляет 7-10⁰С. Лето на большей части полуострова жаркое и продолжительное. Таких больших различий в температурах, как в зимний период, не наблюдается. Повсеместно средняя температура июля (самого жаркого месяца) не ниже 25,8⁰С.

Ветер

В период октября-апреля преобладающими являются восточные и юго-восточные направления ветра (до 50%), что обусловлено не только барическими, но и местными термическими условиями, связанными с усилением переноса более холодных воздушных масс из пустыни в сторону моря.

Рисунок 8.2.2 – Средняя месячная скорость ветра

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Тущибек	6,5	6,3	5,9	5,4	5,3	4,7	4,5	4,4	4,5	4,8	5,3	5,9
Аккудук	4,5	5,1	5,2	5,2	5,1	4,7	5,0	4,7	4,5	4,2	4,4	4,4

В зимний и весенний периоды средние значения скорости ветра превышают - 5 м/сек, в летний и осенний – снижаются до 4,2 м/сек. Среднее число дней со скоростью ветра более 15 м/сек составляет 22 дня, со скоростью 8-15 м/сек – 189 дней. Максимальная скорость 34 м/сек была зарегистрирована в феврале 2001 году. Число случаев со штилем составляет 5%.

Атмосферные осадки

Регион отличается большой засушливостью, что связано с малой доступностью для влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником осадков. Наибольшее количество осадков наблюдается в апреле, наименьшее – в августе. Распределение среднемесячных осадков представлено в таблице 8.2.3.

Рисунок 8.2.3. - Среднее количество осадков (по месяцам), мм

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Тушибек	11	13	19	22	7	15	17	6	12	15	20	14
Аккудук	9	13	17	20	4	14	7	3	5	10	11	12

Среднее годовое количество осадков зарегистрировано:

- в Тушибеке – 180 миллиметров;

- в Аккудуке – 134 миллиметров.

Снежный покров.

Рассматриваемый район месторождения относится к зоне с неустойчивым снежным покровом. Его высота обычно не превышает 5 см. Характер залегания снежного покрова в большей степени зависит от скорости ветра и условий защищенности места. Сильные ветры сдувают снег с возвышенных открытых мест в пониженные участки рельефа. Среднее число дней со снежным покровом в районе станции Аккудук 34 дня.

Влажность воздуха.

Среднегодовая относительная влажность воздуха в районе месторождения составляет 58%. Максимальная относительная влажность достигает в декабре, а минимальная - в августе.

Рисунок 8.2.4. - Многолетние средние месячные значения относительной влажности воздуха

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Тушибек	75	72	68	51	40	33	31	28	37	56	71	78
Аккудук	74	66	61	43	35	31	29	28	33	51	69	77

8.2. Метеорологические характеристики и коэффициенты при расчете загрязнения атмосферы

Район расположения предприятия по климатическому районированию территории относится к IV климатическому району, подрайон IV-Г (СП РК 2.04-01-2017).

В географическом отношении Мангистауский район представляет собой полупустынную равнину, слабохолмистую, с преобладанием соров, с сыпучими и слабо закрепленными песками. Коэффициент рельефа местности принят 1,0.

Основные метеорологические характеристики района и данные на повторяемость направлений ветров приведены в таблице 8.3.1

Таблица 8.3.1 – Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ, в атмосфере

Приложение №8

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	29,4
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-2,7
Среднегодовая роза ветров, %	
С	14,5
СВ	11,5
В	30
ЮВ	12
Ю	6
ЮЗ	5
З	10
СЗ	9,5
Скорость ветра (U*) (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5%, м/с	13,0

8.3. Результаты расчетов уровня приземных концентраций загрязнения атмосферы вредными веществами

Расчет полей приземных концентраций загрязняющих веществ произведен с целью установления предельно-допустимых выбросов (НДВ) для источников загрязнения атмосферы от данного предприятия.

Расчет уровня загрязнения проводился на границе СЗЗ. Расчеты концентраций ЗВ были проведены для основного технологического оборудования.

Анализ результатов расчета показал, что максимальные приземные концентрации при нормальном технологическом режиме эксплуатации по всем веществам и суммациям, не оказывают существенного влияния на загрязнение атмосферы, не превышают 1.0 ПДК на границе санитарно-защитной зоны, следовательно, величина выбросов этих веществ может быть принята в качестве НДВ.

В результате анализа результатов расчета рассеивания по санитарно-защитной зоне ни по одному веществу превышений не выявлено.

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения без учета фоновых концентраций (согласно справке от РГП «Казгидромет» по Мангистауской области приведен в таблице 3.5 представленной в Приложении 6).

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам на 2026 год
Мангистауская область, АО "Мангистаумунайгаз" ПУ "ЖМГ"

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим, разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир, безопас, УВ, мг/м3	Выброс вещества г/с	Средневзвешенная высота, м	М/(ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0008	Взвешенные частицы PM10 (117)	0,3	0,06		0,541778	2,9702	1,8059	Расчет
0010	Взвешенные частицы PM2.5 (118)	0,16	0,035		0,135782	2,9702	0,8486	Расчет
0108	Барий сульфат /в пересчете на барий/ (113*)			0,1	0,000225167	2,0000	0,0023	-
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0,04		0,375186023	2,0412	0,938	Расчет
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,01	0,001		0,0234629924	2,0516	2,3463	Расчет
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)			0,01	0,0000131	4,5000	0,0013	-
0168	Олово оксид /в пересчете на олово/ (Олово (II) оксид) (446)		0,02		0,000124	6,8000	0,0006	-
0190	диСурьма триоксид /в пересчете на сурьму/ (Сурьма трехокись, Сурьма (III) оксид) (533)		0,02		0,000008	6,8000	0,00004	-
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		387,1496273	2,2550	973,3581	Расчет
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		219,7223023	2,9298	1469,336	Расчет
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		2532,671557	2,8410	499,1701	Расчет
0410	Метан (727*)			50	57,67168593	9,9214	0,2487	Расчет
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	4603,653878	3,4785	101,3597	Расчет
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	32,15680164	10,7558	0,1525	Расчет
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	1,5			0,9371	2,0000	0,6247	Расчет
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		1,004239244	7,6019	3,3475	Расчет
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2			1,956043455	2,9039	9,7802	Расчет
0621	Метилбензол (349)	0,6			2,61197236	3,3538	4,3533	Расчет
0627	Этилбензол (675)	0,02			0,0048	2,0000	0,24	Расчет
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		0,00049552124	2,0874	49,5521	Расчет
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0,1			0,7236	2,0000	7,236	Расчет
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	1	0,5		0,008186	2,0000	0,0082	-
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5			0,82777	2,0050	0,1656	Расчет

1119	2-Этоксизтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)			0,7	0,3862	2,0000	0,5517	Расчет
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0,1			0,4132	2,0000	4,132	Расчет
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0,35			0,373137	2,0043	1,0661	Расчет
1555	Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)	0,2	0,06		0,000192	4,5000	0,001	-
1608	Метилоксиран (Пропилена оксид) (376)	0,08			0,15798648	2,5000	1,9748	Расчет
1611	Оксиран (Этилена оксид, Эпоксиэтилен)	0,3	0,03		0,23838324	2,5000	0,7946	Расчет
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	5	1,5		0,05328	3,0811	0,0107	-
2732	Керосин (654*)			1,2	0,00646	2,0000	0,0054	-
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0,05	0,00110577	2,5101	0,0221	-
2750	Сольвент нефтяной (1149*)			0,2	0,007254	2,0000	0,0363	-
2752	Уайт-спирит (1294*)			1	1,5912	2,0000	1,5912	Расчет
2753	Флюс канифольный активированный /контроль по канифоли/ (ФКТ, Флюс канифольный активированный) (608)	0,3			0,428	2,0000	1,4267	Расчет
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			1181,56596283	2,0128	1181,566	Расчет
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,15	0,05		0,001319445	2,0000	0,0088	-
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-	0,3	0,1		0,0269495512	2,5483	0,0898	-
2909	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: менее 20	0,5	0,15		8,67649	2,0000	17,353	Расчет
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0,04	0,0231	2,4935	0,5775	Расчет
2936	Пыль древесная (1039*)			0,1	0,93831	2,0000	9,3831	Расчет
2978	Пыль тонко измельченного резинового вулканизата из отходов подошвенных резин			0,1	0,0452	2,0000	0,452	Расчет
3708	Пыль резины на основе метилвинилдихлорсилана /по летучим хлорсодержащим компонентам/ (1074*)			0,02	0,0226	6,8000	1,13	Расчет
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)	0,001	0,0003		0,000226	6,8000	0,226	Расчет
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2414,355342	2,2429	12293,8137	Расчет
0302	Азотная кислота (5)	0,4	0,15		0,0005	4,5000	0,0013	-
0303	Аммиак (32)	0,2	0,04		0,0000492	4,5000	0,0002	-
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород	0,2	0,1		0,000132	4,5000	0,0007	-

0322	хлорид) (163) Серная кислота (517)	0,3	0,1		0,0000762	3,2500	0,0003	-
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		411,2077013	2,1967	849,4328	Расчет
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			0,09848180355	11,7809	1,0449	Расчет
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,02	0,005		0,0135740133	2,0761	0,6787	Расчет
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,2	0,03		0,0146023304	2,0761	0,073	-
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		47,385062667	2,0133	947,7013	Расчет

Примечание. 1. Необходимость расчетов концентраций определяется согласно п.5.21 ОНД-86. Средневзвешенная высота ИЗА определяется по стандартной формуле: $\text{Сумма}(H_i * M_i) / \text{Сумма}(M_i)$, где H_i - фактическая высота ИЗА, M_i - выброс ЗВ, г/с

2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - $10 * \text{ПДКс.с.}$

Выводы: Выбросы загрязняющих веществ в атмосфере определены при наихудших метеорологических условиях и максимально возможных выбросах от оборудования. Расчеты выполнены по всем ингредиентам, присутствующим в выбросах от источников загрязнения атмосферы с учетом одновременности работы всех источников. Анализ результатов расчетов рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы не выявил какого-либо превышения норм качества воздуха на границе области воздействия.

Кроме того, ветровая деятельность будет способствовать рассеиванию выбросов загрязняющих веществ в атмосфере и быстрому снижению концентраций загрязняющих веществ в воздухе.

Таким образом, существенного влияния на качество воздушного бассейна района действие предприятия не окажет.

8.4. Предложения по установлению нормативов НДВ.

На основе расчетов для каждого стационарного источника эмиссий и объекта в целом устанавливаются нормативы допустимых выбросов из целей достижения нормативов качества окружающей среды на границе области воздействия и целевых показателей качества окружающей среды.

Нормативы допустимых выбросов устанавливаются с таким условием, чтобы общая нагрузка на атмосферный воздух в пределах области воздействия не приводила к нарушению установленных экологических нормативов качества окружающей среды или целевых показателей качества окружающей среды, а также на территории ближайшей жилой зоны, расчетные максимально разовые концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха не превышали соответствующие экологические нормативы качества с учетом фоновых концентраций.

При нормировании допустимых выбросов осуществляется оценка достаточности области воздействия объекта. Граница области воздействия на атмосферный воздух объекта определяется как проекция замкнутой линии на местности, ограничивающая область, за границей которого соблюдаются установленные экологические нормативы качества и/или целевые показатели качества окружающей среды с учетом индивидуального вклада объекта в общую нагрузку на атмосферный воздух ($C_{\text{пр}}/C_{\text{зв}} \leq 1$).

Нормативы эмиссий пересматриваются не реже одного раза в десять лет, в составе заявки для получения экологического разрешения на воздействие.

Учитывая результаты расчетов рассеивания, выбросы всех стационарных источников ПУ ЖМГ АО «Мангистаумунайгаз» предлагается принять в качестве ЗВ по всем загрязняющим веществам на каждый год нормирования.

Предложения по установлению нормативов для предприятия приведены в таблице 3.6.

При этом исключены из нормирования выбросы от передвижных источников (ДВС спецтехники, ДВС автотранспорта).

Таблица 3.6- Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию (данные таблицы приложены в Приложении №1 (таблицы))

УТВЕРЖДАЮ

Директор ДБ и ОТ, ООС АО «Мангистаунаймайгаз»

И.Луи *[подпись]*

03 октября 2025 год

Заместитель директора ДБ и ОТ, ООС АО «Мангистаунаймайгаз»

Ләтiп Б.Б. *[подпись]*

03 октября 2025 год



Приложение №10

Таблица 3.7. - ПЛАН технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ с целью достижения нормативов допустимых выбросов 2026 год по ПУ «Жетыбаймунайгаз»

Наименование мероприятий	Наименование вещества	N источ. выбро. са на карте схеме объекта	Значение выбросов				Срок выполнен. мероприятий		Затраты на реализ. мероприя- тий	
			до реализации мероприятия		после реализации мероприятия		на- чало	окон- чан.	капита- ловлож.	основн. деят.
			г/сек	т/год	г/сек	т/год				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Подъемный агрегат (резерв электрический)	Азота диоксид	0001	938,01384	198,059	140,42311	22,13192	1кв	4кв		
	Азота оксид		152,42725	32,191	22,81876	3,596436	2026	2026		
	Сажа		83,75124	12,381	12,53778	1,383245	2026	2026		
	Серы диоксид		167,50247	30,953	25,07556	3,458112	2026	2026		
	Углерода оксид		953,47561	160,954	142,73778	17,982182	2026	2026		
	Бенз(а)пирен		0,00019	3,40E-05	0,00003	0,0000038	2026	2026		
	Формальдегид		19,32721	3,095	2,89333	0,3458112	2026	2026		
	Углеводороды пред. C12-C19		463,85300	74,286	69,44000	8,299469	2026	2026		
Подъемный агрегат ПРС (резерв электрический)	Азота диоксид	0004	1393,57400	98,102	324,04089	42,55974	2026	2026		
	Азота оксид		226,45578	15,942	52,65664	6,91596	2026	2026		
	Сажа		124,42625	6,131	28,93222	2,65998	2026	2026		
	Серы диоксид		248,85250	15,328	57,86444	6,64996	2026	2026		
	Углерода оксид		1416,54500	79,708	329,38222	34,57979	2026	2026		
	Бенз(а)пирен		0,000287	1,69E-05	0,000067	0,0000073	2026	2026		
	Формальдегид		28,71375	1,533	6,67667	0,66500	2026	2026		
	Углеводороды пред. C12-C19		689,13000	36,788	160,24000	15,95990	2026	2026		
Подъемный агрегат ГРП (резерв электрический)	Азота диоксид	0010	193,95942	13,65396	43,68000	5,73696	2026	2026		
	Азота оксид		31,51841	2,21877	7,09800	0,93226	2026	2026		
	Сажа		17,31781	0,85337	3,90000	0,35856	2026	2026		
	Серы диоксид		34,63561	2,13343	7,80000	0,89640	2026	2026		

	Углерода оксид		197,15656	11,09385	44,40000	4,66128	2026	2026		
	Бенз(а)пирен		0,00004	0,00000235	0,00001	0,00000099	2026	2026		
	Формальдегид		3,99642	0,21334	0,90000	0,08964	2026	2026		
	Углеводороды пред. C12-C19		95,91400	5,12024	21,60000	2,15136	2026	2026		
Подъемный агрегат ФЛС (резерв электрический)	Азота диоксид	0015	0,81496	1,14739	0,16178	0,03187	2026	2026		
	Азота оксид		0,13243	0,18645	0,02629	0,00518	2026	2026		
	Сажа		0,07276	0,07171	0,01444	0,00199	2026	2026		
	Серы диоксид		0,14553	0,17928	0,02889	0,00498	2026	2026		
	Углерода оксид		0,82839	0,93226	0,16444	0,02590	2026	2026		
	Бенз(а)пирен		0,0000002	0,000000197	0,0000000	0,000000005	2026	2026		
	Формальдегид		0,01679	0,01793	0,00333	0,00050	2026	2026		
	Углеводороды пред. C12-C19		0,40300	0,43027	0,08000	0,01195	2026	2026		

Руководитель СОС и ПГ ДБиОТ,ООС

Бекмагамбетов А.З.

- По источникам КРС, ПРС, ФЛС, колтюбинг, ПФП, ГРП – уменьшение объемов ЗВ с предыдущим 2025 годом, сокращение выбросов ЗВ предусмотрено за счет изменения мощности агрегатов, в 2022-2023 году расчет произведен на подъемный агрегат максимальной мощности (ХЈ – 450), за основу разработки 2026 году были приняты для расчета ЗВ – УПА 60-80, тем самым выбросы ЗВ уменьшились на – 40%;

8.5. Обоснование возможности достижения нормативов с учетом использования малоотходной технологии и других планируемых мероприятий

Мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, для предприятия не разрабатываются т.к. результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе показывают соблюдение гигиенических нормативов населенных мест на границе СЗЗ и жилой зоне, при эксплуатации предприятия при максимуме нагрузок, стационарности работы во времени источников загрязнения и учетом фонового загрязнения атмосферы.

Нормативы допустимых выбросов установлены с таким условием, чтобы общая нагрузка на атмосферный воздух в пределах области воздействия не приводила к нарушению установленных экологических нормативов качества окружающей среды на границе СЗЗ, а также на территории ближайшей жилой зоны.

Обоснование возможности достижения нормативов с учетом использования малоотходной технологии и других планируемых мероприятий, в том числе перепрофилирования или сокращения объема производства оператором в ближайшее время не предусматривается.

8.6. Уточнение границ области воздействия объекта

Областью воздействия является территория (акватория), подверженная антропогенной нагрузке и определенная путем моделирования рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ.

Для совокупности стационарных источников область воздействия рассчитывается как сумма областей воздействия отдельных стационарных источников выбросов.

Нормативы допустимых выбросов устанавливаются для отдельного стационарного источника и (или) совокупности стационарных источников, входящих в состав объекта I или II категории, расчетным путем с применением метода моделирования рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ с таким условием, чтобы общая нагрузка на атмосферный воздух в пределах области воздействия не приводила к нарушению установленных экологических нормативов качества окружающей среды или целевых показателей качества окружающей среды.

Зона воздействия – территория, которая подвергается воздействию загрязняющих веществ, поступающих в атмосферный воздух от объектов воздействия на атмосферный воздух.

1. Зоны воздействия определяются юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность, связанную с выбросами загрязняющих веществ в атмосферный воздух, или уполномоченными ими юридическими лицами для:

1.1. проектируемых объектов воздействия на атмосферный воздух – в составе проектной документации на строительство, реконструкцию;

1.2. действующих объектов воздействия на атмосферный воздух – в проекте нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

2. Размеры и граница зоны воздействия определяются на основании расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе с учетом фоновых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе и того, что за пределами этих зон содержание загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не превысит нормативы качества атмосферного воздуха.

Санитарно-защитная зона (СЗЗ) – территория, отделяющая зоны специального назначения, а также промышленные организации и другие производственные, коммунальные и складские объекты в населенном пункте от близлежащих селитебных территорий, зданий и сооружений жилищно-гражданского назначения в целях ослабления воздействия на них неблагоприятных факторов.

Граница СЗЗ – линия, ограничивающая территорию СЗЗ или максимальную из плановых проекций пространства, за пределами которых факторы воздействия не превышают установленные гигиенические нормативы.

Размеры СЗЗ для всех промплощадок предприятия установлены в действующем «Проекте нормативов НДВ загрязняющих веществ в атмосферу для ПУ «ЖМГ» на 2026 года, Согласно санитарно-эпидемиологическому заключению №135 от 06.08.2015 года Департамента по защите прав потребителей Мангистауской области нормативная СЗЗ для ПУ «ЖМГ» составляет 1000 метров.

Проведенные расчеты рассеивания загрязняющих веществ показывают, что приземные концентрации на границе, установленной для ПУ Каламкасмунайгаз санитарно-защитной зоны - 1000 м по всем веществам, а также с учетом максимально-возможного влияния предприятия на атмосферный воздух не превышают 1,0 ПДК. Результаты периодически проводимых измерений приземных концентраций на границах СЗЗ объектов предприятия передвижными лабораториями также показывают, что фактические значения приземных концентраций загрязняющих веществ значительно меньше расчётных и не превышают установленных значений критериев качества атмосферного воздуха.

Понижению уровня загрязнения воздуха способствует значительный воздухообмен и достаточно высокая способность атмосферного воздуха к самоочищению благодаря активной ветровой деятельности в районе расположения производственных объектов АО «Мангистаумунайгаз».

Нормативные границы СЗЗ промплощадок подразделения ПУ ЖМГ АО «Мангистаумунайгаз» нанесены на картах изолиний приземных концентраций загрязняющих веществ красной линией (приложение к проекту).

Окончательный размер СЗЗ в соответствии с пунктом 9 Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2) будет устанавливаться отдельным проектом на основании результатов годичного цикла натурных исследований. Нормативные границы СЗЗ промплощадок подразделения ПУ ЖМГ АО «Мангистаумунайгаз» нанесены на картах изолиний приземных концентраций загрязняющих веществ красной линией (приложение к проекту).

8.7. Данные о пределах области воздействия

Ближайшими населёнными пунктами от м/р Жетыбай, являются пос. Жетыбай-13 км и пос. Мунайши-6км.

АО «Мангистаумунайгаз» осуществляет разработку и доразведку на 14 нефтяных и газоконденсатных месторождениях Мангистауской области: (Южный Жетыбай, Алатобе, Северный Аккар, Придорожное, Жетыбай, Оймаша, Северное Карагия, Айрантакыр, Ащиагар, Атамбай – Сартобе, Бектурлы, Асар, Бурмаша, Восточный Жетыбай) на основании Контракта, заключенного между АО «ММГ» и Правительством РК от 11.05.98г.,

Производственное управление «Жетыбаймунайгаз» является структурным подразделением АО «Мангистаумунайгаз» и осуществляет разработку нефтяных залежей нефтегазового месторождения Жетыбай, добычу, сбор и подготовку нефти до товарного состояния. Обзорная схема расположения месторождений ПУ «Жетыбаймунайгаз» представлена на рисунке 1.

Район расположения месторождений ПУ «ЖМГ» связан автомобильными дорогами с такими городами как Актау, ЖанаОзен, железной дорогой Узень – Бейнеу – Макат – Кунград с другими областями РК, Россией и странами Средней Азии. Ближайшие железнодорожные станции разгрузки: Мангышлак, Жетыбай.

Ближайшими населёнными пунктами от м/р Жетыбай, являются пос. Жетыбай - 13 км и пос. Мунайши - 6км, Крупнейшее в группе Жетыбайских месторождений месторождение Жетыбай было открыто в 1961 г. и введено в промышленную разработку в 1967г., остальные месторождения ПУ «Жетыбаймунайгаз» были введены в эксплуатацию в 70–90 годы.

Область воздействия объекта на воздушную среду ограничивается его СЗЗ. Месторождение Асар расположено в 15 км восточнее месторождения Жетыбай, расстояние до г. Жана-Озен составляет 40 км, до г. Актау 110 км. Площадь месторождения 1961,86 га. Нефти месторождения по своим свойствам близки к нефти других месторождений Южного Мангышлака.

Месторождение Оймаша расположено в южной части полуострова Мангистау, Ближайшие населенные пункты г. Жетыбай – 60 км, п. Курык – 22 км - и г. Актау – 33 км. Площадь месторождения – 3,24 га. Нефти легкие, с высоким выходом светлых фракций. Содержание асфальто-смолистых веществ колеблется от 5 % до полного отсутствия. Содержание высокомолекулярных парафиновых углеводородов достаточно высокое – от 10 до 18%, что обуславливает положительную температуру застывания нефти (от +12 до +27°С).

Месторождение Северное Карагие расположено на расстоянии 33 км от п. Жетыбайи 16 км от ст. Мангышлак. Площадь месторождения – 21,5 га. Нефть легкая, малосернистая, парафинистая, застывает при температуре выше +20°С, Выход светлых фракций достаточно высок и составляет в среднем 39% объема.

Месторождение Южный Жетыбай площадь месторождения составляет 323,55 га. Расстояние до месторождения Жетыбай составляет 5 км. Ближайшими населенными пунктами являются пос. Жетыбай, расположенный в 11 км от месторождения и пос. Мунайши, расположенный на расстоянии 3 км.

Расстояние до областного центра г. Актау составляет 80 км. Нефти месторождения Южный Жетыбай по своим свойствам близки к нефтям других месторождений Южного Мангышлака и характеризуются небольшими значениями плотности, высоким содержанием парафиновых углеводородов и асфальтесмолистых веществ, которые определяют высокую температуру застывания нефти (от +26 до + 32°C).

Месторождения Восточный Жетыбай площадь месторождения составляет 1023,2 га. Ближайшими населенными пунктами являются пос. Жетыбай, расположенный в 28 км от месторождения и пос. Мунайши, расположенный на расстоянии 25 км. Расстояние до областного центра г. Актау составляет 110 км. Нефть месторождения по своим свойствам близка к нефти других месторождений Южного Мангышлака и характеризуется небольшими значениями плотности, высоким содержанием парафиновых углеводородов и асфальтесмолистых веществ, которые определяют высокую температуру застывания нефти.

Месторождение Алатюбе расположено на расстоянии 44 км от пос. Жетыбай и на расстоянии 16 км от ст. Мангистау. Площадь месторождения составляет 3313,1 га. Нефть парафинистая, малосернистая, застывающая при температуре + 27°C. Содержание асфальтено-смолистых веществ небольшое.

Месторождение Бурмаша расположено в 10 км от месторождения Асар. Площадь месторождения составляет 533,6 га. Расстояние до областного центра - г. Актау составляет 10 км.

Месторождение Северный Аккар расположено на расстоянии 28 км от пос. Жетыбай и на расстоянии 42 км от ст. Мангышлак. Площадь месторождения составляет 1960,0 га.

Месторождение Атамбай-Сартюбе в административном отношении находится на территории Каракиянского района Мангистауской области РК. Ближайшими населенными пунктами являются районный центр Курык и областной центр г. Актау, которые расположены на расстоянии 55 км и 36 км от месторождения. В морском порту г. Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен нефтепровод Жетыбай - Актау, по которому транспортируется нефть месторождения. Нефть месторождения Атамбай-Сартюбе - высокопарафинистая, малосернистая, светло-коричневого цвета. Температура застывания -плюс 29 °С. Сероводород в газе отсутствует.

Месторождение Придорожное расположено на территории Южного Мангистау и в административном отношении входит в Ералиевский район Мангистауской области Республики Казахстан. Ближайшие населенные пункты: г. Актау – 69 км, г. Жанаозен – 71 км, пос. Жетыбай – 10 км, пос. Ералиево – 46 км. Асфальтированная дорога Актау –Жетыбай –Жанаозен расположена в районе месторождения Придорожное. Площадь 1790,1 га.

Месторождение Ашиагар в административном отношении находится на территории Каракиянского района Мангистауской области РК. Ближайшие населенными пунктами являются поселок Мунайши (35 км), где расположена железнодорожная станция Мангышлак. Районный центр Курык расположен в 55 км от месторождения, областной центр г. Актау – в 40 км от месторождения. В морском порту г. Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен магистральный нефтепровод Жетыбай – Актау, по которому транспортируется нефть с месторождения.

Месторождение Бектурлы расположено в 20 км от ближайшего населенного пункта поселка Мунайши, где находится ПУ «ЖМГ» и железнодорожная станция, в 75 км от г. Жанаозен, в 80 км от г. Актау. Вблизи месторождения проходит магистральный газопровод Жанаозен - Атырау - Самара, в 75 км проходит газопровод Средняя Азия-Центр. Нефть месторождения Бектурлы на 60-70 % состоит из углеводородов парафинового ряда, на ароматические углеводороды приходится 10-15 %. Выход светлых фракций колеблется в диапазоне от 25 до 40 %.

Месторождение Айрантакыр расположено на расстоянии 20 км от г. Жанаозен и в 110 км от г. Актау. Вблизи месторождения проходит асфальтированная автотрасса Актау - Жетыбай. К югу от месторождения в 25 км проходит железнодорожная дорога Жанаозен - Жетыбай-Курык-Мангистау-Атырау. В морском порту г. Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен магистральный нефтепровод Жетыбай - Актау. Площадь 142,3 га.

8.8. Информация о расположении в районе размещения объекта или прилегающей территории зоны заповедников, музеев, памятников архитектуры

Для зон санитарной охраны курортов, мест размещения крупных санаториев и домов отдыха, зон отдыха городов, а также для других территорий с повышенными требованиями к охране атмосферного воздуха значение предельно допустимых максимально-разовых концентраций потенциально-опасных химических веществ заменяется на 0,8 экологического норматива качества.

В районе размещения объекта и на прилегающей территории заповедники, музеи и памятники архитектуры, не расположены. Документы (материалы), свидетельствующие об учете специальных требований к качеству атмосферного воздуха для данного района не требуются.

9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Неблагоприятные метеоусловия (НМУ) представляют собой краткосрочное особое сочетание метеорологических факторов, обуславливающее ухудшение качества воздуха в приземном слое.

Предотвращению опасного загрязнения воздуха в периоды неблагоприятных метеоусловий способствует регулирование выбросов или их кратковременное снижение. в периоды НМУ максимальная приземная концентрация примеси может увеличиться в 1,5 - 2,0 раза.

Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеоусловиях разработаны в соответствии с РД 52.04 85 и предусматривают кратковременное сокращение выбросов в атмосферу периоды НМУ приложены отдельно.

Неблагоприятными метеорологическими условиями являются:

- пыльные бури;
- штиль;
- температурная инверсия;
- высокая относительная влажность.

Под регулированием выбросов загрязняющих веществ в атмосферу понимается их кратковременное сокращение в периоды нму, когда формируется высокий уровень загрязнения атмосферы.

Регулирование выбросов осуществляется с учетом прогноза НМУ на основе предупреждений со стороны центра гидрометеорологии о возможном опасном росте концентраций примесей в воздухе вредных химических веществ в связи с формированием неблагоприятных метеоусловий.

Прогноз наступления НМУ и регулирование выбросов являются составной частью комплекса мероприятий по обеспечению чистоты воздушного бассейна.

Оперативное прогнозирование высоких уровней загрязнения воздуха осуществляет подразделение центра гидрометеорологии. контроль за выполнением мероприятий по сокращению выбросов в периоды НМУ проводит областное управление экологии.

Контроль степени эффективности сокращения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу осуществляется с помощью инструментального мониторинга, балансовых и других методов. В соответствии с РД 52.04.52 85 настоящим проектом предусматривается разработка мероприятий для источников, дающих наибольший вклад в общую сумму загрязнения атмосферы.

НМУ представляют собой сочетание краткосрочных метеорологических факторов (штиль, слабый ветер, туман, инверсия), которые способствуют накоплению вредных (загрязняющих) веществ в приземном слое атмосферного воздуха. При возникновении НМУ возможно ухудшение качества атмосферного воздуха в населенных пунктах.

Одним из важнейших факторов, определяющих формирование уровня загрязнения, является прогноз синоптической ситуации (ветер, осадки, влажность, температура воздуха).

Список населенных пунктов, в которых ведется прогнозирование НМУ:

Астана	Атырау	Аксай
Алматы	Ақтау	Балхаш
Ақтобе	Ақсу	Экибастуз
Жанаозен	Қарағанда	Қызылорда
Петропавловск	Петропавловск	Петропавловск
Тараз	Тараз	Тараз
Уральск,	Уральск	Уральск

Предотвращению опасного загрязнения воздуха в периоды неблагоприятных метеоусловий (НМУ) способствует регулирование выбросов или их кратковременное снижение. В периоды НМУ максимальная приземная концентрация примеси может увеличиться в 1,5-2,0 раза.

Определение периода действия и режима НМУ находится в ведении органов Казгидромета. В обязанности этих органов входит оповещение предприятия о наступлении и завершении периода НМУ и режима НМУ.

На основании этого на период НМУ – при сильных ветрах и туманах предлагаются мероприятия организационного характера по первому режиму работы и мероприятия по второму режиму работы, сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия.

Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ разрабатывают предприятия, организации, учреждения, имеющие стационарные источники выбросов,

расположение в населенных пунктах, где подразделениями Казгидромета проводятся или планируется проведение прогнозирования НМУ.

Меры по уменьшению выброса в периоды НМУ могут проводиться без сокращения производства и без существенных изменений технологического режима – это I режим работы предприятия.

Мероприятия по I режиму носят организационно-технический характер, их можно быстро провести без существенных затрат и снижения производительности предприятия. К ним относятся:

- усиление контроля за процессом сжигания попутного газа на печах подогрева нефти,
- контроль работы измерительных приборов и оборудования,
- усиление контроля за герметичностью технологического оборудования.

В случае оповещения предприятия о наступлении НМУ по II режиму предусматриваются следующие мероприятия по кратковременному снижению выбросов:

- выполняются все организационно-технические мероприятия по I режиму НМУ;
- запрещением работы оборудования в форсированном режиме.
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- приведение в готовность бригады реагирования на аварийные ситуации;
- запрещением работы на форсированном режиме оборудования;
- усиление контроля работы контрольно измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- исключение продувки и чистки оборудования, трубопроводов, емкостей;
- полив территории предприятия;
- снижение производительности дизель генераторов;

Мероприятия должны обеспечить сокращение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 20 %. Мероприятия по первому режиму работы носят организационно-технический характер и не приводят к снижению производительности:

Второй режим работы предприятия при неблагоприятных метеорологических условиях предусматривает сокращение концентраций вредных веществ в приземном слое атмосферы на 40 %. Эти мероприятия включают в себя все мероприятия I режима работы плюс мероприятия по сокращению производительности производства:

- снижение производительности отдельных технологических участков, аппаратов до безопасных значений в соответствии с интенсивностью НМУ;
- ограничение движения автотранспорта по территории предприятия;
- ограничение операций по переливу топлива;
- ограничить погрузочно разгрузочные работы и работу спецтехники;
- снижение производительности дизель – генераторов.

Третий режим работы предприятия предусматривает сокращение концентрации загрязняющих веществ, примерно на 40-60%, а в некоторых случаях, при особо опасных условиях необходимо предусматривать полное сокращение выбросов. Третий режим работы предприятия предусматривается в наиболее опасных случаях, когда создается серьезная угроза здоровью населения. При этом снижение загрязненности до 50% может быть достигнуто за счет смещения во времени технологических процессов, связанных с выделением оксидов азота и углерода: прекращение слива из технологических трубопроводов.

Эти мероприятия обеспечат уменьшение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 40-60%.

Все предложенные мероприятия позволят не допустить в периоды НМУ возникновения высоких уровней загрязнения атмосферы при заблаговременном прогнозировании таких условий и своевременном сокращении выбросов вредных веществ в атмосферу.

Характеристика выбросов вредных веществ в атмосферу в периоды НМУ на 2026 год приведены в таблицах 3.8. и 3.9. (данные таблицы в электронном носителе в Приложение №1).

СОГЛАСОВАНО:

Руководителю РГУ «Департамент экологии
по Мангистауской области Комитета
экологического регулирования и контроля
Министерства экологии
и природных ресурсов Республики Казахстан»
«02» декабря 2025 г.
А. Ж. Джусупкалиев



УТВЕРЖДАЮ:

Директор ДБиОТ,ООС АО «Мангистаумунайгаз»



2025 г.

Заместитель директора ДБиОТ,ООС АО «Мангистаумунайгаз»

Талип Б.Б.
2025 г.

Таблица 3.8 - М Е Р О П Р И Я Т И Я по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ на 2026 год

Номер источника на карте-схеме	Характеристика источника, на котором проводится снижение выбросов							Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий	Вещества, по которым проводится сокращение выбросов		Мощность выбросов: без учета мероприятий/ после мероприятий	Степень эффективности мероприятий, %	Экономическая оценка мероприятий, т.тн/час
	Координаты на карте-схеме		Высота источника выброса, м	Диаметр источника выброса, м	Параметры газовой смеси на выходе источника				Код вещества	Наименование			
	точ.ист; 1-го конца лин.ист; центра площадного ИЗА, X1/Y1	2-го конца линейн. источн.; длина/ ширина площад-ного ИЗА, X2/Y2			скорость, м/с	до/после мероприятий	темп., грС						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Первый режим работы													
ЦППН													
0715	190146 /123942				4,57	0,898/	240/	Мероприятия 2-режима	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,034197 /0,0273576	20	
									0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,005557 /0,0044456	20	
									0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0000353 /0,00002824	20	
									0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,07041 /0,056328	20	
									0410	Метан (727*)	0,07041 /0,056328	20	
0716	190146 /123942				4,57	0,898/	240/	Мероприятия 2-режима	0301	Азота (IV) диоксид	0,034197 /0,0273576	20	

									(Азота диоксид) (4)			
									0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0055577 /0,00444616	20
									0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0000353 /0,00002824	20
									0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,07041 /0,056328	20
									0410	Метан (727*)	0,07041 /0,056328	20
0717	190146 /123942			4,57	0,898/	240/	Мероприятия 2- режима		0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,034197 /0,0273576	20
									0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0055577 /0,00444616	20
									0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,000035 /0,000028	20
									0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,07041 /0,056328	20
									0410	Метан (727*)	0,07041 /0,056328	20
0718	190336 /123567			4,57	0,8973195/	240/	Мероприятия 2- режима		0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,034197 /0,0273576	20
									0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0055577 /0,00444616	20
									0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,000035 /0,000028	20
									0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,07041 /0,056328	20

									0410	Метан (727*)	0,07041 /0,056328	20	
3224	190246 /120929				2,15	0,0505384/	50/	Мероприятия 2- режима	0333	Сероводород (Дигидросуль фид) (518)	0,04363 /0,034904	20	
									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	52,70679 /42,165432	20	
									0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	19,49409 /15,595272	20	
									0602	Бензол (64)	0,25458 /0,203664	20	
									0616	Диметилбензо л (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,08 /0,064	20	
									0621	Метилбензол (349)	0,16005 /0,12804	20	
3225	190246 /120929				2,5	0,019635/	50/	Мероприятия 2- режима	0333	Сероводород (Дигидросуль фид) (518)	0,0546 /0,04368	20	
									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	65,95885 /52,76708	20	
									0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	24,395 /19,516	20	
									0602	Бензол (64)	0,3186 /0,25488	20	
									0616	Диметилбензо л (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,10015 /0,08012	20	
									0621	Метилбензол (349)	0,20025 /0,1602	20	
Факел													
0629	190314 /123586				12,3	5,8322757/	2487,2/	Мероприятия 2- режима	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,125329586 /0,1002636688	20	
									0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,020366058 /0,0162928464	20	

									0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,104441322 /0,0835530576	20	
									0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0000392425 /0,000031394	20	
									0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,3421223e-8 /2,6736978e-8	20	
									0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1,04441322 /0,835530576	20	
									0410	Метан (727*)	0,026110331 /0,0208882648	20	
0630	190314 /123586				8,1	3,8496106/	2487,2/	Мероприятия 2- режима	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,082153978 /0,0657231824	20	
									0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,013350021 /0,0106800168	20	
									0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,068461648 /0,0547693184	20	
									0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00002572359 /0,00002057887	20	
									0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2,1907727e-8 /1,7526182e-8	20	
									0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,68461648 /0,547693184	20	
									0410	Метан (727*)	0,017115412 /0,0136923296	20	

0631	190314 /123586				8,3	3,9466376/	2487,2/	Мероприятия 2- режима	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,084224616 /0,0673796928	20	
									0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0136865 /0,0109492	20	
									0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,07018718 /0,056149744	20	
									0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00002637194 /0,0000210975 5	20	
									0333	Сероводород (Дигидросуль фид) (518)	2,2459898e-8 /1,7967918e-8	20	
									0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,7018718 /0,56149744	20	
									0410	Метан (727*)	0,017546795 /0,014037436	20	
0632	190314 /123586				8,1	3,8496106/	2487,2/	Мероприятия 2- режима	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,082153978 /0,0657231824	20	
									0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,013350021 /0,0106800168	20	
									0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,068461648 /0,0547693184	20	
									0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00002572359 /0,0000205788 7	20	
									0333	Сероводород (Дигидросуль фид) (518)	2,1907727e-8 /1,7526182e-8	20	
									0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,68461648 /0,547693184	20	

									0410	Метан (727*)	0,017115412 /0,0136923296	20	
0633	190314 /123586			8,18	3,8889459/	2487,2/	Мероприятия 2- режима	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,082993426 /0,0663947408	20		
								0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,013486432 /0,0107891456	20		
								0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,069161188 /0,0553289504	20		
								0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00002598644 /0,0000207891 5	20		
								0333	Сероводород (Дигидросуль фид) (518)	2,213158e-8 /1,7705264e-8	20		
								0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,69161188 /0,553289504	20		
								0410	Метан (727*)	0,017290297 /0,0138322376	20		
ЦПТГ и ЭГХ -ГКС-13													
4406	198052 /123543			7,6	53,1146613/	2487,2/	Мероприятия 2- режима	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1,133512231 /0,9068097848	20		
								0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,184195737 /0,1473565896	20		
								0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,944593526 /0,7556748208	20		
								0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,000354919 /0,0002839352	20		

									0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00000030227 /0,00000024182	20	
									0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	9,445935256 /7,5567482048	20	
									0410	Метан (727*)	0,236148381 /0,1889187048	20	
ЦПТГ и ЭГХ -ГКС-16													
3299	199730 /122915				0,65	0,0772509/	2487,2/	Мероприятия 2-режима	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,001650914 /0,0013207312	20	
									0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,000268274 /0,0002146192	20	
									0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,001375762 /0,0011006096	20	
									0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00000051693 /0,00000041354	20	
									0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	4,4024384e-10 /3,5219507e-10	20	
									0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,01375762 /0,011006096	20	
									0410	Метан (727*)	0,000343941 /0,0002751528	20	
ЦПТГ и ЭГХ -ГКС-27													
3295	196087 /123034				1596	756,868169/	2487,2/	Мероприятия 2-режима	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	16,19305545 /12,95444436	20	

									0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	2,631371511 /2,1050972088	20	
									0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	13,49421288 /10,795370304	20	
									0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00507027876 /0,0040562230 1	20	
									0333	Сероводород (Дигидросуль фид) (518)	0,00000431815 /0,0000034545 2	20	
									0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	134,9421288 /107,95370304	20	
									0410	Метан (727*)	3,373553219 /2,6988425752	20	
Второй режим работы													
ЦППН													
0715	190146 /123942				4,57	0,898/	240/	Мероприятия 3- режима	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,034197 /0,0239379	30	
									0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,005557 /0,0038899	30	
									0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0000353 /0,00002471	30	
									0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,07041 /0,049287	30	
									0410	Метан (727*)	0,07041 /0,049287	30	
0716	190146 /123942				4,57	0,898/	240/	Мероприятия 3- режима	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,034197 /0,0239379	30	

									0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0055577 /0,00389039	30	
									0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0000353 /0,00002471	30	
									0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,07041 /0,049287	30	
									0410	Метан (727*)	0,07041 /0,049287	30	
0717	190146 /123942				4,57	0,898/	240/	Мероприятия 3- режима	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,034197 /0,0239379	30	
									0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0055577 /0,00389039	30	
									0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,000035 /0,0000245	30	
									0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,07041 /0,049287	30	
									0410	Метан (727*)	0,07041 /0,049287	30	
0718	190336 /123567				4,57	0,8973195/	240/	Мероприятия 3- режима	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,034197 /0,0239379	30	
									0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0055577 /0,00389039	30	
									0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,000035 /0,0000245	30	
									0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,07041 /0,049287	30	
									0410	Метан (727*)	0,07041 /0,049287	30	

3224	190246 /120929			2,15	0,0505384/	50/	Мероприятия 3-режима	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,04363 /0,030541	30	
								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	52,70679 /36,894753	30	
								0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	19,49409 /13,645863	30	
								0602	Бензол (64)	0,25458 /0,178206	30	
								0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,08 /0,056	30	
								0621	Метилбензол (349)	0,16005 /0,112035	30	
3225	190246 /120929			2,5	0,019635/	50/	Мероприятия 3-режима	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0546 /0,03822	30	
								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	65,95885 /46,171195	30	
								0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	24,395 /17,0765	30	
								0602	Бензол (64)	0,3186 /0,22302	30	
								0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,10015 /0,070105	30	
								0621	Метилбензол (349)	0,20025 /0,140175	30	
Факел												
0629	190314 /123586			12,3	5,8322757/	2487,2/	Мероприятия 3-режима	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,125329586 /0,0877307102	30	
								0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,020366058 /0,0142562406	30	
								0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,104441322 /0,0731089254	30	

									0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0000392425 /0,0000274697 5	30	
									0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,3421223e-8 /2,3394856e-8	30	
									0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1,04441322 /0,731089254	30	
									0410	Метан (727*)	0,026110331 /0,0182772317	30	
									0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,082153978 /0,0575077846	30	
									0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,013350021 /0,0093450147	30	
									0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,068461648 /0,0479231536	30	
0630	190314 /123586				8,1	3,8496106/	2487,2/	Мероприятия 3- режима	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00002572359 /0,0000180065 1	30	
									0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2,1907727e-8 /1,5335409e-8	30	
									0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,68461648 /0,479231536	30	
									0410	Метан (727*)	0,017115412 /0,0119807884	30	
0631	190314 /123586				8,3	3,9466376/	2487,2/	Мероприятия 3- режима	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,084224616 /0,0589572312	30	

									0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0136865 /0,00958055	30	
									0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,07018718 /0,049131026	30	
									0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00002637194 /0,0000184603 6	30	
									0333	Сероводород (Дигидросуль фид) (518)	2,2459898e-8 /1,5721929e-8	30	
									0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,7018718 /0,49131026	30	
									0410	Метан (727*)	0,017546795 /0,0122827565	30	
0632	190314 /123586				8,1	3,8496106/	2487,2/	Мероприятия 3- режима	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,082153978 /0,0575077846	30	
									0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,013350021 /0,0093450147	30	
									0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,068461648 /0,0479231536	30	
									0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00002572359 /0,0000180065 1	30	
									0333	Сероводород (Дигидросуль фид) (518)	2,1907727e-8 /1,5335409e-8	30	
									0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,68461648 /0,479231536	30	

									0410	Метан (727*)	0,017115412 /0,0119807884	30	
0633	190314 /123586				8,18	3,8889459/	2487,2/	Мероприятия 3- режима	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,082993426 /0,0580953982	30	
									0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,013486432 /0,0094405024	30	
									0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,069161188 /0,0484128316	30	
									0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00002598644 /0,0000181905 1	30	
									0333	Сероводород (Дигидросуль фид) (518)	2,213158e-8 /1,5492106e-8	30	
									0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,69161188 /0,484128316	30	
									0410	Метан (727*)	0,017290297 /0,0121032079	30	
ЦПТГ и ЭГХ -ГКС-27													
3295	196087 /123034				1596	756,868169/	2487,2/	Мероприятия 3- режима	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	16,19305545 /11,335138815	30	
									0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	2,631371511 /1,8419600577	30	
									0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	13,49421288 /9,445949016	30	
									0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00507027876 /0,0035491951 3	30	

									0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00000431815 /0,00000302271	30	
									0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	134,9421288 /94,45949016	30	
									0410	Метан (727*)	3,373553219 /2,3614872533	30	

Руководитель СООС и ПГ ДБиОТ, ООС

Бекмагамбетов А.З.

Инженер СМООС и ПГ ДБиОТ, ООС

Аралбаева Г.К.

10. КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Система контроля источников загрязнения атмосферы (ИЗА) представляет собой совокупность организованных, технических и методических мероприятий, направленных на выполнение требований законодательства в области охраны атмосферного воздуха, в том числе, на обеспечение действенного контроля за соблюдением нормативов предельно-допустимых выбросов.

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

Виды контроля ИЗА классифицируются по признакам:

- по способу определения параметра (метод):
- 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 за 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.

Контролю подлежат вещества, выбрасываемые организованными источниками.

Основные загрязняющие вещества на предприятии: азота диоксида, серы диоксид, углеводороды, сероводород, углерода оксид, сажа и пыль.

К первой категории относятся источники, вносящие наиболее существенный вклад в загрязнение воздуха, которые должны контролироваться систематически.

К первой категории относятся источники, для которых при

$V = C_m / ПДК > 0,5$ выполняется неравенство:

• при $H > 10$ м $A = M / ПДК * H > 0,01$;

• при $H < 10$ м $A = M / ПДК > 0,1$;

• а также источники, для которых установлена пылегазоочистная аппаратура с КПД > 75 %, при одновременном выполнении для них условий:

1. $(C / ПДК) * (100/100-КПД) > 0,5$;

2. $(M / ПДК) * (100/100-КПД) > 0,01$ при $H > 10$ м;

3. $(M / ПДК) * (100/100-КПД) > 0,1$ при $H < 10$ м.

Определение категорий источников и необходимости их контроля выполняется с помощью Программного комплекса «Эра» и приводится в разделе 2.

График ежегодно согласовывается начальниками производств, заводской лабораторией и утверждается главным инженером предприятия.

Окончательное расположение точек отбора проб и их количество, режим наблюдения будут представлены в программе мониторинга. Программа мониторинга должна быть согласована и утверждена в государственных органах контролирующей деятельности природопользователей на территории Республики Казахстан.

В период особо неблагоприятных метеорологических условий, вызывающих значительное нарастание содержания основных вредных веществ, проводят наблюдение в контрольных точках и на источниках выбросов.

Выполнение отборов проб воздуха, определения концентраций выбрасываемых веществ производится в соответствии с действующими методиками: РНД 211.3.01-06-97, РНД 211.2.02.02-97.

Годовой выброс не должен превышать установленного контрольного значения НДВ тонн/год, максимальный – установленного значения НДВ г/с.

В соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан (статья 154) юридические лица – природопользователи обязаны вести производственный мониторинг окружающей среды, учет и отчетность о воздействии осуществляемой ими хозяйственной деятельности на окружающую среду. Одним из элементов мониторинга является организация контроля за качеством атмосферного воздуха.

Контроль за соблюдением установленных нормативов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу осуществляется путем определения массы выбросов каждого вредного вещества в единицу времени от источников выбросов и сравнения полученного результата с установленными нормативами в соответствии с установленными правилами.

План-график инструментального и расчетного контроля выбросов на источниках предприятия АО «Мангистаумунайгаз» с указанием методов контроля представлен в таблице 4.10. в Приложении 11.

На всех неорганизованных источниках выбросов контроль проводится расчетным методом, и они не приведены в графике контроля.

Мониторинг эмиссий на передвижных источниках выбросов осуществляется путем систематического контроля за состоянием топливной системы двигателей транспорта и ежегодной проверке на токсичность отработавших газов. Определение объемов выбросов выполняется расчетным методом по расходу топлива.

Таблица 3.10 -План-график инструментального и расчетного контроля выбросов на источниках предприятия СЗЗ

Номер контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ), раз в сутки	Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
1	2	3	4	5	6
1	Азота диоксид	1 раз/ квартал	-	Специализированная компания с аккредитованной лабораторией согласно договору	Инструментальный метод, согласно методикам, действующим на территории Республики Казахстан и в соответствии с областью аккредитации лаборатории
	Азота оксид				
	Ангидрид сернистый				
	Углерод оксид				
	Метан				
	Углеводороды C1-C5				
	Углеводороды C6-C10				
Углеводороды C12-19					
2	Азота диоксид	1 раз/ квартал	-	Специализированная компания с аккредитованной лабораторией согласно договору	Инструментальный метод, согласно методикам, действующим на территории Республики Казахстан и в соответствии с областью аккредитации лаборатории
	Азота оксид				
	Ангидрид сернистый				
	Углерод оксид				
	Метан				
	Углеводороды C1-C5				
	Углеводороды C6-C10				
Углеводороды C12-19					
3	Азота диоксид	1 раз/ квартал	-	Специализированная компания с аккредитованной лабораторией согласно договору	Инструментальный метод, согласно методикам, действующим на территории Республики Казахстан и в соответствии с областью аккредитации лаборатории
	Азота оксид				
	Ангидрид сернистый				
	Углерод оксид				
	Метан				
	Углеводороды C1-C5				
	Углеводороды C6-C10				
Углеводороды C12-19					
4	Азота диоксид	1 раз/ квартал	-	Специализированная компания с аккредитованной лабораторией согласно договору	Инструментальный метод, согласно методикам, действующим на территории Республики Казахстан и в соответствии с областью аккредитации лаборатории
	Азота оксид				
	Ангидрид сернистый				
	Углерод оксид				
	Метан				
	Углеводороды C1-C5				
	Углеводороды C6-C10				
Углеводороды C12-19					
5	Азота диоксид	1 раз/ квартал	-	Специализированная компания с аккредитованной лабораторией	Инструментальный метод, согласно методикам, действующим на территории
	Азота оксид				
	Ангидрид сернистый				

	Углерод оксид			лабораторией согласно договору	Республики Казахстан и в соответствии с областью аккредитации лаборатории
	Метан				
	Углеводороды C1-C5				
	Углеводороды C6-C10				
	Углеводороды C12-19				
6	Азота диоксид	1 раз/ квартал		Специализированная компания с аккредитованной лабораторией согласно договору	Инструментальный метод, согласно методикам, действующим на территории Республики Казахстан и в соответствии с областью аккредитации лаборатории
	Азота оксид				
	Ангидрид сернистый				
	Углерод оксид				
	Метан				
	Углеводороды C1-C5				
	Углеводороды C6-C10				
Углеводороды C12-19					
7	Азота диоксид	1 раз/ квартал		Специализированная компания с аккредитованной лабораторией согласно договору	Инструментальный метод, согласно методикам, действующим на территории Республики Казахстан и в соответствии с областью аккредитации лаборатории
	Азота оксид				
	Ангидрид сернистый				
	Углерод оксид				
	Метан				
	Углеводороды C1-C5				
	Углеводороды C6-C10				
Углеводороды C12-19					
8	Азота диоксид	1 раз/ квартал		Специализированная компания с аккредитованной лабораторией согласно договору	Инструментальный метод, согласно методикам, действующим на территории Республики Казахстан и в соответствии с областью аккредитации лаборатории
	Азота оксид				
	Ангидрид сернистый				
	Углерод оксид				
	Метан				
	Углеводороды C1-C5				
	Углеводороды C6-C10				
Углеводороды C12-19					
9	Азота диоксид	1 раз/ квартал		Специализированная компания с аккредитованной лабораторией согласно договору	Инструментальный метод, согласно методикам, действующим на территории Республики Казахстан и в соответствии с областью аккредитации лаборатории
	Азота оксид				
	Ангидрид сернистый				
	Углерод оксид				
	Метан				
	Углеводороды C1-C5				
	Углеводороды C6-C10				
Углеводороды C12-19					
10	Азота диоксид	1 раз/ квартал		Специализированная компания с аккредитованной лабораторией согласно договору	Инструментальный метод, согласно методикам, действующим на территории Республики Казахстан и в
	Азота оксид				
	Ангидрид сернистый				
	Углерод оксид				

	Метан				соответствии с областью аккредитации лаборатории
	Углеводороды C1-C5				
	Углеводороды C6-C10				
	Углеводороды C12-19				
11	Азота диоксид	1 раз/ квартал		-	Инструментальный метод, согласно методикам, действующим на территории Республики Казахстан и в соответствии с областью аккредитации лаборатории
	Азота оксид				
	Ангидрид сернистый				
	Углерод оксид				
	Метан				
	Углеводороды C1-C5				
	Углеводороды C6-C10				
Углеводороды C12-19					
12	Азота диоксид	1 раз/ квартал		-	Инструментальный метод, согласно методикам, действующим на территории Республики Казахстан и в соответствии с областью аккредитации лаборатории
	Азота оксид				
	Ангидрид сернистый				
	Углерод оксид				
	Метан				
	Углеводороды C1-C5				
	Углеводороды C6-C10				
Углеводороды C12-19					
13	Азота диоксид	1 раз/ квартал		-	Инструментальный метод, согласно методикам, действующим на территории Республики Казахстан и в соответствии с областью аккредитации лаборатории
	Азота оксид				
	Ангидрид сернистый				
	Углерод оксид				
	Метан				
	Углеводороды C1-C5				
	Углеводороды C6-C10				
Углеводороды C12-19					
14	Азота диоксид	1 раз/ квартал		-	Инструментальный метод, согласно методикам, действующим на территории Республики Казахстан и в соответствии с областью аккредитации лаборатории
	Азота оксид				
	Ангидрид сернистый				
	Углерод оксид				
	Метан				
	Углеводороды C1-C5				
	Углеводороды C6-C10				
Углеводороды C12-19					
15	Азота диоксид	1 раз/ квартал		-	Инструментальный метод, согласно методикам, действующим на территории Республики Казахстан и в
	Азота оксид				
	Ангидрид сернистый				
	Углерод оксид				
	Метан				

	Углеводороды C1-C5				соответствии с областью аккредитации лаборатории
	Углеводороды C6-C10				
	Углеводороды C12-19				
16	Азота диоксид	1 раз/ квартал	-	Специализированная компания с аккредитованной лабораторией согласно договору	Инструментальный метод, согласно методикам, действующим на территории Республики Казахстан и в соответствии с областью аккредитации лаборатории
	Азота оксид				
	Ангидрид сернистый				
	Углерод оксид				
	Метан				
	Углеводороды C1-C5				
	Углеводороды C6-C10				
	Углеводороды C12-19				
17	Азота диоксид	1 раз/ квартал	-	Специализированная компания с аккредитованной лабораторией согласно договору	Инструментальный метод, согласно методикам, действующим на территории Республики Казахстан и в соответствии с областью аккредитации лаборатории
	Азота оксид				
	Ангидрид сернистый				
	Углерод оксид				
	Метан				
	Углеводороды C1-C5				
	Углеводороды C6-C10				
	Углеводороды C12-19				

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК;
2. РНД 211.2.02-97 «Рекомендации по оформлению и содержанию проектов нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу (НДВ) для предприятий Республики Казахстан»;
3. Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, утвержденные приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70.
4. Приказ об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" № 26447 от 11.01.2022 года.
5. СП РК 2.04-01-2017. Строительная климатология, Астана, 2017;
6. РНД 211.202.01-2000. Инструкция по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу;
7. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду, утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду».
8. Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии, утвержденная приказом Министра охраны окружающей среды.
9. РД 39.142-00 «Методики расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования»;
10. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005;
11. «Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами». Алматы, 1996 г.;
12. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005. Расчеты по п. 6-8;
13. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005;
14. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий;
15. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.06-2004. Астана, 2005;
16. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов;
17. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок;
18. Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196.