

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ТОО «Meerbusch»

Ж.С. Смағзамұлы

2022 г.



ПРОЕКТ
НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ
ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ (ПДВ)
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КУЛЬЖАН
на 2023 г.
ТОО «Meerbusch»
Книга 2.

Директор
ТОО «Рекорд Консалт»



Саркулова С.К.

г. Актау, 2023 год

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

ТОО «Рекорд Консалт»

Инженер проекта _____ Саркулова С. (разработчик проекта НДС)
(подпись)

СОДЕРЖАНИЕ:

АННОТАЦИЯ.....	6
ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	9
I. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ	10
II. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	18
III. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ	21
3.1 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования	21
3.2 Общая характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.....	35
3.3 Качественная и количественная характеристика источников загрязнения атмосферного воздуха	39
3.4 Краткая характеристика пылегазоочистного оборудования	39
3.5 Оценка степени соответствия применяемой технологии современному техническому уровню	39
3.6 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	40
3.7 Обоснование полноты и достоверности исходных данных	40
3.8 Характеристика аварийных и залповых выбросов.....	40
3.9 Сравнительный анализ валовых выбросов проекта нормативов ПДВ.....	43
3.10 Перспектива развития предприятия	43
IV. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИИ НОРМАТИВОВ ПДВ 49	
4.1 Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу	49
4.2 Анализ результатов расчета уровня загрязнения атмосферы	51
4.3 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу	54
4.4 Предложения по нормативам ПДВ.....	54
4.5 Санитарно-защитная зона.....	54
4.6 Мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ, обеспечивающих достижение значений нормативов ПДВ.....	55
V. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ (НМУ)	57
VI. КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ	58
VII. РАСЧЁТ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ВЫБРОСЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В ВОЗДУШНУЮ СРЕДУ ОТ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ.....	59
Перечень используемых источников.....	62
Приложение 1 Нормативы выбросов ЗВ в атмосферу	
Приложение 2 Расчеты выбросов ЗВ в атмосферу	
Приложение 3 Разрешение на сжигание газа	
Приложение 4 Ситуационный план	
Приложение 5 Исходные данные	
Приложение 6 Паспорт газа	
Приложение 7 Лицензия ТОО Эко-Эйр	
Приложение 8 Параметры выбросов	
Приложение 9 Расчет рассеивания	
Приложение 10 Мероприятия при НМУ	
Приложение 11 План-график	

СПИСОК ТАБЛИЦ

Табл. 1	Перечень стационарных источников выбросов ЗВ в атмосферу по площадкам ТОО «MEERBUSCH» на 2023 год
Табл. 2	Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для ТОО «MEERBUSCH» на 2023 год.
Табл. 3	Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по месторождениям на 2023 год.
Табл. 2.1	Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания ЗВ в атмосфере
Табл. 3.2.1	Таблица групп суммации на существующее положение
Табл. 3.1.	Перечень ЗВ, выбрасываемых в атмосферу на 2023 год
Табл. 3.3	Параметры выбросов загрязняющих веществ на существующее положение и перспективу для расчета ПДВ
Табл. 3.5	Источники, дающие наибольший вклад в загрязнение атмосферы, в долях ПДК.
Табл. 3.6	Нормативы выбросов загрязняющих веществ в целом по предприятию
Табл. 3.7	План мероприятий по снижению выбросов ЗВ в атмосферу с целью достижения нормативов ПДВ
Табл. 3.8	Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ
Табл. 3.9	Характеристика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ
Табл. 3.10	План-график контроля на предприятии за соблюдением ПДВ(ВСВ) на источниках выбросов и на контрольных точках
Табл. 3.11	Контрольные значения приземных концентраций загрязняющих веществ для контроля нормативов ПДВ
Табл. 7.1.	Ставки платы за выбросы загрязняющих веществ от стационарных источников
Табл. 7.2.	Ставки платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух от передвижных источников
Табл. 7.3.	Расчеты платежей за выбросы загрязняющих веществ в воздушную среду от стационарных и передвижных источников

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 1	Обзорная карта-схема расположения месторождения
--------	---

АННОТАЦИЯ

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на месторождении Кульжан на 2023 год (корректировка) для ТОО «Meerbusch» выполнен ТОО «Рекорд Консалт».

Целью проекта является – разработка в соответствии с действующими нормативными требованиями с установлением нормативов предельно допустимых выбросов от источников загрязнения ТОО «Meerbusch» на 2023 год с учетом нормативов выбросов по следующим рабочим проектам: «Установка подготовки нефти м/р Кульжан. Расширение» и согласовать его в установленном порядке с контролирующими органами.

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на месторождении Кульжан на 2023 год (корректировка) для ТОО «Meerbusch» состоит из двух частей:

Книга 1 – Инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников загрязнения ТОО «Meerbusch» на 2023 год.

Книга 2 – Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на месторождении Кульжан на 2023 год для ТОО «Meerbusch».

Инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ разработана согласно Приложению 2 к Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года №63).

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу разработан согласно «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года №63) и «Рекомендациям по оформлению и содержанию проектов нормативов предельно допустимых выбросов для предприятий РК» РНД 211.2.02-97.

В настоящем проекте содержатся:

- характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на всех площадках предприятия,
- оценка уровня загрязнения атмосферы выбросами предприятия;
- мероприятия по снижению выбросов и приземных концентраций в штатном режиме и в период НМУ;
- нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ для всех площадок и предприятия в целом;
- контроль за соблюдением нормативов ПДВ;
- расчет экологического ущерба, наносимого атмосфере выбросами предприятия.

Заказчик:

ТОО «Meerbusch»

130000, Мангистауская область,

город Актау, микрорайон 26, здание 17.

Телефон – 8 (7292) 202121.

Разработчик проекта:

ТОО «Рекорд Консалт»

Адрес: РК, г. Актобе, ул. Маресьева 38, каб 7

Телефон: +7 7014848005

Настоящим Проектом устанавливаются нормативы выбросов загрязняющих веществ для ТОО «Meerbusch» на 2023 год:

- нормативы выбросов по всем источникам загрязнения атмосферного воздуха устанавливаются на **2023** год, согласно выданному разрешению на сжигание газа, балансу нефти и газа согласно Программе развития и переработки сырого газа м/р Кульжан, и следующим рабочим проектам: «Обустройство скважин №№ 75, 91, 122 на месторождении Кульжан. Корректировка», «Обустройство добывающих скважин №№ 97, 110, 112 и 123 на месторождении Кульжан. Корректировка», «Склад масла и химреагентов на месторождении Кульжан», «Пункт сдачи нефти месторождения Кульжан. Расширение».

Проект НДВ подготовлен на основании результатов проведенной Инвентаризации источников выбросов и обследования производственной площадки.

По результатам произведенного инвентаризационного обследования, количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составляет:

2023 г. – согласно корректировке проекта НДВ всего **160** источников загрязнения атмосферы, из которых **78** источников ЗВ являются организованными источниками и **82** источников ЗВ – неорганизованными. В том числе:

По действующему проекту НДВ – всего **156** источников загрязнения атмосферы, из которых **77** источников ЗВ являются организованными источниками и **79** источников ЗВ – неорганизованными.

По рабочему проекту «Обустройство скважин №№ 75, 91, 122 на месторождении Кульжан. Корректировка» – всего **0** источников загрязнения атмосферы, из которых **0** источников ЗВ являются организованными источниками и **0** источников ЗВ – неорганизованными.

По рабочему проекту «Обустройство добывающих скважин №№ 97, 110, 112 и 123 на месторождении Кульжан. Корректировка» – всего **2** источника загрязнения атмосферы, из которых **0** источников ЗВ являются организованными источниками и **2** источников ЗВ – неорганизованными.

По рабочему проекту «Склад масла и химреагентов на месторождении Кульжан» – всего **0** источников загрязнения атмосферы, из которых **0** источников ЗВ являются организованными источниками и **0** источников ЗВ – неорганизованными.

По рабочему проекту «Пункт сдачи нефти месторождения Кульжан. Расширение» – всего **2** источника загрязнения атмосферы, из которых **1** источников ЗВ являются организованными источниками и **1** источников ЗВ – неорганизованными.

В атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества 31-го наименований 1-4 класса опасности, из них 11 веществ обладают, при совместном присутствии, эффектом суммации вредного действия и объединены в 7 групп суммации.

Валовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при планируемой производственной деятельности ТОО «Meerbusch» от стационарных источников:

– согласно корректировке проекта НДВ всего составит **319,1577639 т/год**, в том числе твердые – **1,48479 т/год**, газообразные – **317,67302 т/год**. В том числе:

- по действующему проекту НДВ составит **293,2082439 т/год**, в том числе твердые – **1,48479 т/год**, газообразные – **291,7235 т/год**.

- по рабочему проекту «Обустройство добывающих скважин №№ 97, 110, 112 и 123 на месторождении Кульжан. Корректировка» составит **0,0621 т/год**, в том числе твердые – **0 т/год**, газообразные – **0,0621 т/год**.

- по рабочему проекту «Пункт сдачи нефти месторождения Кульжан. Расширение» составит **25,88742 т/год**, в том числе твердые – **0 т/год**, газообразные – **25,88742 т/год**.

Размер СЗЗ месторождения Кульжан составляет - 1000 метров.

По виду воздействия на окружающую среду, деятельность ТОО «Meerbusch» относится к I классу опасности, I категории природопользования.

Срок действия данного проекта НДВ устанавливается **на 2023 г.** при сохранении неизменности технологии и объемов производства на предприятии.

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Выброс вещества - вещество, поступающее в атмосферу из источника.

Загрязнение атмосферы - изменение состава атмосферы в результате наличия в ней примесей.

Загрязняющее воздух вещество - примесь в атмосфере, оказывающая неблагоприятное воздействие на окружающую среду и здоровье населения.

Примесь в атмосфере - рассеянное в атмосфере вещество, не содержащееся в ее постоянном составе.

Инвентаризация выбросов - систематизация сведений о распределении источников на территории, количестве и качестве выбросов.

Источник выделения - технологический агрегат, выделяющий в процессе эксплуатации вредные вещества.

Источник загрязнения атмосферы - источник, вносящий в атмосферу загрязняющие ее твердые, жидкие и газообразные вещества.

Мощность выброса - количество выбрасываемого в атмосферу вещества в единицу времени.

Организованный промышленный выброс - промышленный выброс, поступающий в атмосферу через специально сооруженные газоходы, воздухопроводы и трубы.

Неорганизованный промышленный выброс - промышленный выброс, поступающий в атмосферу в виде ненаправленных потоков газа в результате нарушения герметичности оборудования, отсутствия или неудовлетворительной работы по отсосу газа или хранения продукта.

ПДК (предельно-допустимая концентрация) - максимальная концентрация примеси в атмосфере, отнесенная к определенному времени осреднения, которая при периодическом воздействии не оказывает на человека вредного действия, включая отдаленные последствия, и на окружающую среду в целом.

ОБУВ (ориентировочно безопасный уровень воздействия загрязняющего атмосферу вещества) - временный гигиенический норматив для загрязняющего атмосферу вещества, устанавливаемый расчетным методом для целей проектирования промышленных объектов.

Концентрация примеси в атмосфере - количество вещества, содержащееся в единице массы или объема воздуха, приведенного к нормальным условиям.

ПДВ (предельно допустимый выброс) - выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от источника или от совокупности источников с учетом перспективы развития промышленных предприятий не создают приземную концентрацию, превышающую ПДК.

I. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

Наименование компании: ТОО «Meerbusch»

Юридический и фактический адрес:

130000, Мангистауская область,
город Актау, микрорайон 26, здание 17.

Основными направлениями деятельности товарищества «Meerbusch» является: добыча углеводородного сырья на месторождении Кульжан в пределах блоков ХХІХ-16-Е (частично), F (частично) Мангистауской области Республики Казахстан.

Форма собственности: Частная.

Временной режим работы предприятия: Предприятие работает вахтовым методом. Продолжительность работы одной вахты 15 дней в месяц. Работы проводятся в две смены, время работы одной смены 12.

Количество промплощадок и их адреса: Месторождение Кульжан расположено в Бейнеуском районе Мангистауской области, в 25 км к юго-западу от ближайшей железнодорожной станции Боранкул (бывшая Опорная). Районный центр п. Бейнеу расположен в 105 км к югу. Поселок является узловой железнодорожной станцией, через него осуществляется железнодорожная связь Актау и Узбекистана с остальной частью Республики Казахстан и Российской Федерацией. Нефтепровод Узень-Атырау-Самара и газопровод Средняя Азия-Центр проходят в 20 км восточнее месторождения.

Перечень структурных подразделений предприятия, основных и вспомогательных производств, участков:

- вахтовый поселок;
- РММ;
- топливо-раздаточный пункт;
- офисное здание;
- столовая;
- здание бани-прачечной;
- здание телекоммуникаций;
- полигон промышленных и бытовых отходов;
- нефтяные и нагнетательные скважины с выкидными линиями;
- ГЗУ-1;
- установка подготовки нефти (УПН);
- подземные коллекторы;
- площадка компрессорной станции (КС);
- электрогазогенераторная установка (ЭГГ);
- подземный газопровод;
- площадка БИЛ в районе УКПГ ТОО «КМТ»;
- продувочные свечи СВ-1,2;
- узлы запорной арматуры;
- патрульная дорога;
- ПСН;
- система коммуникаций.

Размер площади землепользования: застройки, общей, озеленения, размер санитарно-защитной зоны (по каждой промплощадке):

- Площадь земельного отвода месторождения составляет – 1869 га.
- Для объектов по добыче нефти и газа размер санитарно-защитной зоны составляет не менее 1000 м.

Ситуационная карта-схема, отражающая взаиморасположение промплощадок и граничащих с ними характерных объектов (жилых массивов; сельскохозяйственных

угодий; транспортных магистралей и пр.), с расположением структурных подразделений предприятия и арендаторов, принадлежащих предприятию мест временного и постоянного хранения отходов (в т.ч. арендаторов): Ситуационная карта-схема расположения предприятия представлена в Приложении №13.

Таблица 1

**Перечень стационарных источников выбросов ЗВ в атмосферу
по площадкам ТОО «Meerbusch» на 2023 г.**

Тип источника	Производство	Номера источников
Площадка 1. Вахтовый поселок		
		2023 год
Организованные		0001-0002, 0005-0014, 0020, 0039 (14 ед.)
Неорганизованные		6001- 6004 (4 ед.)
Площадка 2. Месторождение Кульжан		
		2023 год
Организованные	ГЗУ-1	0015 – 0019, 0021-0022 (7 ед.)
Неорганизованные		6005 – 6011, 6018 (8 ед.)
		2023 год
Организованные	УПН	0003, 0023-0038, 0040-0043 (21 ед.)
Неорганизованные		6012-6017, 6019-6020 (8 ед.)
		2023 год
Организованные	КС	0044-0051 (8 ед.)
Неорганизованные		6021, 6039-6040 (3 ед.)
		2023 год
Организованные	БИЛ	0052, 0057-0058 (3 ед.)
Неорганизованные		6041-6042 (2 ед.)
		2023 год
Организованные	ПСН	0004, 0059-0074 (17 ед.)
Неорганизованные		6044-6047 (4 ед.)
		2023 год
Организованные	ЭГГ	0053-0056 (4 ед.)
Неорганизованные		-
		2023 год
Организованные	Полигон промышленных и бытовых отходов	-
Неорганизованные		6022-6023 и 6043 (3 ед.)
		2023 год
Организованные	Территория промысла (скважины)	-
Неорганизованные		6024-6038, 6048-6073 (41 ед.)
		2023 год
Организованные	Капитальный ремонт скважин	0201-0203 (3 ед.)
Неорганизованные		6201-6206 (6 ед.)

Тип источника	Производство	Номера источников
Площадка 3. Рабочий прооект: «Обустройство скважин №№ 75, 91, 122 на месторождении Кульжан. Корректировка»		
	ГЗУ-1	2023 год
Организованные		-
Неорганизованные		-
Площадка 4. Рабочий прооект: «Обустройство добывающих скважин №№ 97, 110, 112 и 123 на месторождении Кульжан. Корректировка»		
	ГЗУ-1	2023 год
Организованные		-
Неорганизованные		6101 - 6102 (2 ед.)
Площадка 5. Рабочий прооект: «Склад масла и химреагентов на месторождении Кульжан»		
	ВП	2023 год
Организованные		-
Неорганизованные		-
Площадка 6. Рабочий прооект: «Пункт сдачи нефти месторождения Кульжан. Расширение».		
	ПСН	2023 год
Организованные		0101 (1 ед.)
Неорганизованные		6101 (1 ед.)

В атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества 31-го наименований 1-4 класса опасности, из них 11 веществ обладают, при совместном присутствии, эффектом суммации вредного действия и объединены в 7 групп суммации.

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

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

Расчеты уровня загрязнения атмосферного воздуха подтвердили отсутствие превышения нормативных значений ПДК для населенных мест на границе нормативной ССЗ.

Результаты расчета рассеивания ЗВ в приземном слое атмосферы показали, что максимальные концентрации на границе СЗЗ предприятия не превышают допустимых величин.

Согласно Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденных приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 237 должна быть установлена СЗЗ. т.к. месторождение Кульжан имеет санитарно-защитную зону в размере 1000 метров.

Выбросы по всем ингредиентам в качестве ПДВ устанавливаются на 2023 год.

Состояние фонда скважин месторождения «Кульжан» на 30.09.2021 года:

Таблица 1.1

Всего фонд скважин	Добывающие скважины	Нагнетательные скважины	Ликвидированные скважины	Водозаборные скважины (закрытые)	В консервации	В бездействии
	15	6	8	0	1	10
41	92, 94, 100, 101, 102, 104, 105, 107, 108, 110, 111, 115, 118, 123, 124, 125	(65, 114, 117, 122, 109, 120)	(82, 86, 88, 97, 93, 63, 95, 96,)	0	(116)	64, 75, 90, 91, 106, 119, 121, 103, 112, 113

Основные производственные показатели работы предприятия:

Основные производственные показатели ТОО «Meerbusch» на 2023 год представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2

Показатели добычи нефти и газа по месторождению Кульжан в период промышленной эксплуатации

Годы	Добыча нефти, тыс. тонн	Добыча газа, млн. м ³	Утилизация сырого газа на собственные нужды, млн. м ³	Технологически неизбежное сжигание сырого газа, млн. м ³	Тех.потери, млн. м ³	Объем газа, поступающей на УКПГ ТОО МНК «КМТ», млн. м ³
1	2	3	4	7	8	9
2023	102,41	5,486096	3,71424	0,08243436	0,010972192	1,678449448

Краткий анализ динамики производственной деятельности предприятия за последние три года, с указанием перспективы развития предприятия приведен в таблице 1.3.

Таблица 1.3

Анализ динамики производственной деятельности предприятия

Период	Добыча нефти, тыс. т	Добыча попутного газа, млн. м ³
2017	58,580	2,474
2018	87,519	4,201
2019	109,5	4,74
2020 (8 мес)	74,568	3,781
2021	71,5	4,438
2023	102,41	5,486096

II. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Месторождение Кульжан в административном отношении находится в составе Бейнеуского района Мангистауской области Республики Казахстан, располагаясь вблизи ее северной границы с Атырауской областью. В географическом отношении месторождение находится в юго-восточной части Прикаспийской низменности.

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожная станция Опорная, расположенная в 25 км к северо-востоку от месторождения. К западу в 40 километрах находится поселок Саркамыс и в 65 км – рабочий поселок Тенгиз. От станции Опорная проходит старая грейдерная дорога протяженностью 15 км до вахтового поселка Боранколь, а затем полевая дорога до месторождения Кульжан. В 105 км к северо-западу от месторождения расположен районный центр - поселок Бейнеу, в 400 км - областной центр - г. Актау. По железной дороге и автотрассе расстояние до него составляет порядка 600 км.

Через станцию Опорная вдоль железной дороги Макат-Мангистау проходят магистральные нефтегазопроводы, ЛЭП, телефонная связь, грейдерная дорога. В 10 км от месторождения проходит асфальтированная дорога, соединяющая станцию Опорная и поселок Саркамыс. Проложены нефтепровод ТОО «Казахтуркмунай» от месторождений Восточный Сазтобе и Западный Елемес (Нсановское) и нефтегазопровод от месторождения Толкын и Боранколь до станции Опорная. Нефтепровод Узень-Атырау-Самара и газопровод Средняя Азия-Центр проходят в 20 км восточнее месторождения.

Движение автотранспорта в районе осуществляется практически круглый год.

В орографическом отношении район месторождения представляет собой полупустынную слабовсхолмленную равнину, наклоненную к западу в сторону моря, осложненную бугристыми грядами, барханными песками, мокрыми сорами и такырами, с неглубоким (10 м) залеганием грунтовых вод.

В климатическом отношении район относится к зоне степей и полупустынь. Климат района резко континентальный с большими суточными и годовыми колебаниями температуры воздуха. Зима холодная с продолжительностью 190 дней. Отмечаются морозные периоды, когда температура воздуха опускается ниже -25°C при ветре более 6 м/сек. В особо холодные зимы температура опускается до -35°C , а иногда до -40°C . Абсолютный минимум температуры воздуха в районе месторождения составляет минус 34°C .

Лето жаркое и сухое. Абсолютный максимум - плюс 46°C , повсеместно средняя температура самого жаркого месяца июля не ниже $25,6^{\circ}\text{C}$. Чрезмерный перегрев отмечается в течение 60-70 дней, когда температура воздуха превышает 36°C , при скорости ветра более 6 м/сек.

Одной из особенностей климата является ветры, дующие почти постоянно. Преобладающее направление ветров – северо-восточное и северо-западное. Наибольшая скорость 30-35 м/сек.

Особенностью климата описываемого района является малыми атмосферными осадками, годовое количество которых колеблется в пределах 150-280 мм. Для района работ характерно непостоянство условий залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим. Толщина снежного покрова достигает 40 см., глубина промерзания почвы – 2 м.

По условиям выпадения осадков территория месторождения относится к сухим, безводным районам. Максимальное зарегистрированное количество осадков составило 335 мм, минимальное – 85 мм. Среднегодовая относительная влажность воздуха составляет 58%. Максимальная относительная влажность достигает в декабре 78%, минимальная 28% - в августе.

Растительность и животный мир месторождения Кульжан характерны для полупустынь, особенности которого обусловлены засушливостью климата, резкими

колебаниями температур, большим дефицитом влаги и высокой засушливостью почв. Растительность представлена верблюжьей колючкой, полынью, саксаулом.

Животный мир представлен волками, лисами, сайгаками, корсаками, зайцами, тушканчиками, сусликами. Птицы, в основном, перелетные. Встречаются орлы, куропатки, ястребы.

Таким образом, географо-экономические условия для освоения месторождения Кульжан являются весьма благоприятными, не требующими крупных капиталовложений при обустройстве и вводе его в разработку. Постоянная гидрографическая сеть в районе работ отсутствует. Через ст. Опорная проходит водопровод Кигач-Мангистау.

Техническая вода для бурения скважин и других технологических целей может быть получена в необходимом объеме из водозаборных скважин с дебитамми воды 250-300 м³/сут из альб-сеноманских отложений (глубина 700-800 м).

Географические координаты угловых точек геологического отвода представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Координаты геологического отвода

Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 00' 29"	54° 14' 13"
2	46° 00' 53"	54° 13' 52"
3	46° 01' 40"	54° 15' 23"
4	46° 02' 07"	54° 19' 31"
5	46° 02' 40"	54° 21' 42"
6	46° 02' 18"	54° 22' 25"
7	46° 01' 39"	54° 21' 38"
8	46° 01' 11"	54° 19' 40"
9	46° 01' 21"	54° 18' 49"
10	46° 00' 23"	54° 15' 47"

Климатические характеристики на месторождении Кульжан представлено в таблице 2.2.

Таблица 2.2

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

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	33.9
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-11.3
Среднегодовая роза ветров, %	
С	6.0
СВ	5.0
В	19.0
ЮВ	23.0

Ю	11.0
ЮЗ	7.0
З	14.0
СЗ	15.0
Среднегодовая скорость ветра, м/с	2.6
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	7.8

III. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

3.1 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования

Месторождение Кульжан

ТОО «Meerbusch» является недропользователем месторождения Кульжан на основании Контракта с Правительством Республики Казахстан за № 3862-УВС от 25.10.2012 г. на проведение добычи углеводородного сырья на месторождении Кульжан, расположенного в Бейнеуском районе Мангистауской области Республики Казахстан. Срок проведения добычи, определенный в Контракте, составляет 23 года со дня регистрации Контракта.

Промышленная разработка месторождения Кульжан начата в конце 2012 г. на основании «Технологической схемы разработки месторождения Кульжан», рассмотренной ЦКРР РК (Протокол № 24 от 29 июня 2012г.) и утвержденной Комитетом геологии и недропользования МИНТ РК (Протокол №419 от 25 июля 2012г.).

В 2018 г. АО «Информационно аналитический центр нефти и газа» была выполнена корректировка «Программы развития переработки сырого газа», которая была утверждена Рабочей группой по выработке предложений по утверждению программ развития переработки сырого газа, внесению изменений и дополнений в утвержденные программы утилизации газа и программы развития переработки сырого газа МЭ РК (Протокол №3 от 05.07.2019г.) на период 2018-2020 гг. Данная программа скорректирована с учетом проектного документа «Авторский надзор за выполнением проектных решений месторождения Кульжан по состоянию на 01.05.2018 г.», а также согласно Кодексу Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года.

В утвержденной «Программе...» (Протокол №3 от 05.07.2019г.) на период 2018-2020 гг.) к реализации рекомендовано использование сырого газа на собственные технологические нужды предприятия (топливо для печей нагрева на ГЗУ-1 и УПН, ПСН и газопоршневых электростанций). Излишки сырого газа подаются на компрессорную станцию (КС) для подачи в газопровод и транспортировки на УКПГ-1 месторождения Боранколь ТОО МНК «КазМунайТениз». При этом, часть сырого газа используется в качестве топлива на газопоршневых двигателях КС.

Технологически неизбежное сжигание газа предусмотрено при эксплуатации факельных установок на ГЗУ-1 и УПН в дежурном режиме в целях обеспечения безопасности производства.

В начале 2012 года на месторождении Кульжан введены в эксплуатацию объекты система сбора сырого нефтяного газа от ГЗУ-1 до точки подключения в районе УПН месторождения Кульжан и технологический газопровод от КС до УКПГ ТОО МНК «КазМунайТениз» для транспортировки компримированного сырого газа, находились в эксплуатации АГЗУ-2, УПН, нефте- и газопроводы.

Сырой газ используется в качестве топлива на блочных печах нагрева с водяным теплоносителем ПП-0.63А, которые расположены на ГЗУ-1 (1 печь в работе) и УПН (2 печи в работе) и двигателях КС (1 компрессорная установка рабочая и 1 в резерве). Излишки сырого газа направлялись через компрессорную станцию на УКПГ ТОО МНК «КазМунайТениз» и после подготовки газа в магистральную газопроводную систему САЦ АО «КазТрансГаз».

В 2014 году введен в эксплуатацию нефтепровод от УПН Кульжан до ПСН (пункт сбора нефти) ст. Опорная. Для подогрева нефти на ПСН установлены две печи подогрева ПБТ-1.6М. В качестве топливного газа на подогревателях нефти, используется газ с месторождения Кульжан, который после подготовки на УКПГ ТОО МНК «КазМунайТениз» отправляется на ПСН, а излишки газа в адрес АО «КазТрансГаз».

ТОО «РЭНГМ» разработана Программа развития переработки сырого газа месторождения Кульжан на 2023 год, где предусмотрены информация о ходе выполнения мероприятий по реализации проектных решений по использованию сырого газа, с учетом

проектных решений по расширению и оптимизации расхода газа на технологические нужды факельных установок. При расчете баланса газа учтены технологические потери газа при технологических сбоях, рассчитанный по обновленной «Методике расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию». Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 5 мая 2018 года № 164.

Разрешение на сжигание газа на 2023 год выдано 06.08.2021 года в объеме – 0,08243436 млн. м3 год.

Площадка №1

В состав объектов, размещенных на площадке 1 входят: Вахтовый поселок, топливо-раздаточная колонка, здание ремонтной мастерской, офисное здание, столовая, здание бани-прачечной, здание телекоммуникаций, резервная дизельная установка, сварочный пост.

Вахтовый поселок предназначен для проживания обслуживающего персонала на время бурения, добычи и эксплуатации месторождения.

В состав вахтового поселка входят следующие здания и сооружения:

- Жилой комплекс;
- Жилой блок (VIP) – 1 шт.;
- Офисное здание;
- Мастерская;
- Здание бани-прачечной;
- Здание телекоммуникаций;
- Контрольно-пропускной пункт;
- Площадка подземной дренажной емкости $V=8\text{м}^3$;
- Материальный склад;
- Склад пищевых продуктов;
- Площадка для хранения пропана;
- Площадка для хранения кислородных баллонов;
- Сварочный пост;
- Уборная;
- Площадка для хим.реагентов и бурового цемента;
- Гараж;
- Площадка под ДЭС;
- Площадка под КТП;
- Насосная;
- Резервуары хранения запаса воды;
- Резервуары хранения противопожарного запаса воды $V=100\text{м}^3$ (2шт);
- Канализационные очистные сооружения хоз-бытовых сточных вод;
- Площадка подземной дренажной емкости;

Электроснабжение осуществляется от Электрогазогенераторной установки (ЭГГ), резервным источником является дизельная установка.

Теплоснабжение зданий вахтового поселка и в производственных помещениях предусмотрено от электронагревателей.

Жилой комплекс состоит из: одноэтажного прямоугольного здания, куда входят сан.узел, душевые, умывальные, библиотека, гардеробной, прачечной, медпункта, столовой, кухни, помещения для хранения запаса воды, помещения для хранения продуктов, электрощитовой и др.комнат.

Водоснабжение поселка осуществляется по водопроводу согласно договора АО «КазТрансОйл» и привозной бутилированной питьевой водой.

На открытой площадке находится автостоянка на 10 единиц.

Расстояния между зданиями и сооружениями приняты, согласно технологических норм и требований, отвечающих противопожарным нормам.

Площадка 2

Существующая система сбора, подготовки и транспорта готовой продукции.

На месторождении Кульжан для сбора и транспорта нефти по проекту предусмотрена лучевая герметизированная напорная система сбора продукции, которая до минимума сокращает потери нефти и газа при внутрипромысловом сборе и подготовке нефти по месторождению и при транспортировке нефти по трубопроводу.

Для замера дебитов все добывающие скважины подключаются к автоматизированным групповым замерным установкам по территориальному признаку без учета принадлежности скважин к объектам разработки.

На групповых автоматизированных установках и УПН установлено стандартное типовое оборудование: нефтегазовые сепараторы, газовые сепараторы, конденсатосборники, буферные емкости, насосы для откачки нефти, автоматизированные подогреватели нефти типа ПП-0,63А, дренажные емкости и т.д.

На месторождении Кульжан отделение нефти от газа происходит на нефтегазовых сепараторах УПН и АГЗУ, где на объектах сепарации нефти от газа попутный газ будет отделяться от добытой нефти, поступающей от подключенных нефтяных скважин.

Для проведения ремонтных работ и во время аварийных ситуаций для сжигания газа на установке подготовке нефти имеется факельная система низкого и высокого давления, на АГЗУ предусмотрены аварийные свечи.

Сбор и реализация продукции со скважин осуществляются по ранее созданной герметизированной системе, состоящей из индивидуальных выкидных трубопроводов для каждой скважины и ГЗУ-1.

Групповые замерные установки (ГЗУ-1)

Нефтяная эмульсия по нефтесборному коллектору поступает на групповую замерную установку. В состав групповой установки входят следующие сооружения:

- Автоматизированная замерная установка «Спутник АМ-40-10-400»;
- Нефтегазосепаратор НГС-1- 1.6-1600-2-И-Т;
- Газосепаратор ГС1-2,5-600-2-И-Т;
- Емкостной аппарат 1- 50-1,6-1-И-Т;
- Подогреватель нефти автоматизированный ПП-0,63А;
- Нефтяная насосная (ЦНСнА 38-110 – 1раб; 1 рез.)
- Емкость подземная дренажная ЕП-16-2000-1-3 с погружным электронасосным агрегатом НВ-50-50; N=18,5 кВт.
- Факельная установка;
- Вытяжная свеча Ду=50мм; Н = 5м;
- Конденсатосборник;
- ДЭС.
- Технологические трубопроводы.

Технологическая схема ГЗУ-1 представлена на рисунке 1.

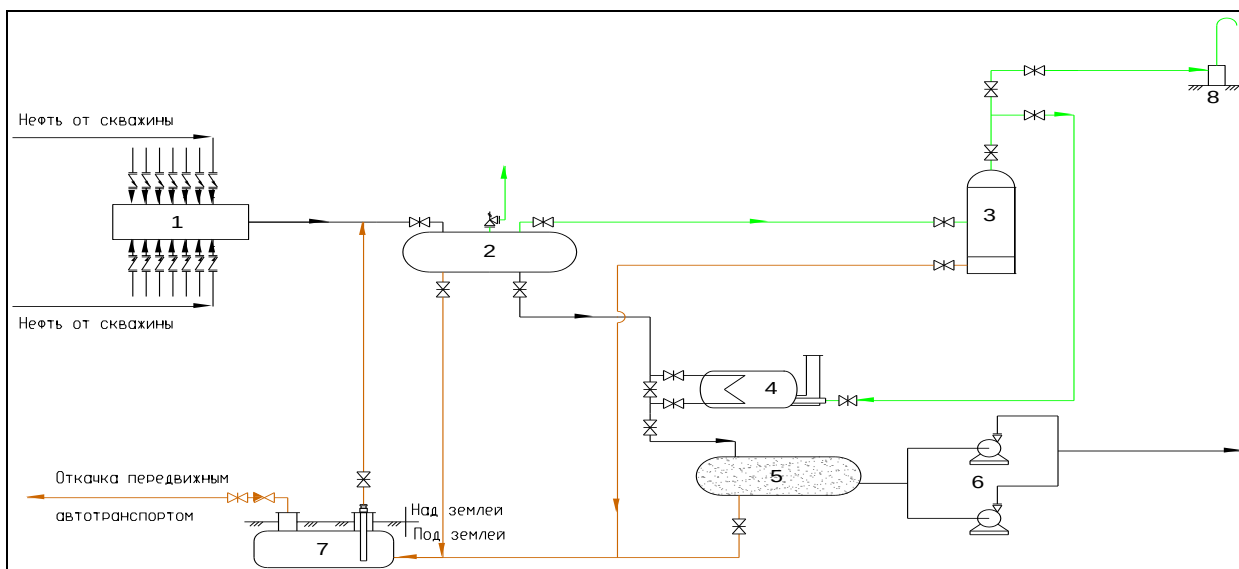


Рисунок 1. Технологическая схема ГЗУ-1

На ГЗУ-1 установлена АГЗУ типа «Спутник» АМ-40-10-400, на УПН установлена АГЗУ типа «Спутник» АМ-40-8-400.

Технологический процесс осуществляется следующим образом. Добываемая продукция со скважин по выкидным трубопроводам поступает на АЗУ, которая располагается на площадке ГЗУ-1, где производится автоматический замер дебитов скважин по жидкости. После замера жидкость поступает в нефтегазовый сепаратор, где происходит отделение жидкости от газа. Далее водонефтяная эмульсия поступает на печь подогрева ПП-0,63А, где подогревается до температуры 60-65°C. Затем подогретая водонефтяная эмульсия поступает в емкостной аппарат, откуда насосами типа ЦНС перекачивается по сточному трубопроводу Ду-150 мм на УПН.

Для сброса газа с предохранительных клапанов и аварийного сжигания установлена факельная установка для сжигания газа. Для продувки газа с дренажной емкости предусмотрена продувочная свеча.

Газ с НГС поступает в вертикальный сепаратор, где происходит осушка газа и далее осушенный газ идет на печь подогрева ПП-0,63А, излишек газа по газопроводу Ø114 мм от ГЗУ-1 поступает на КС.

Подготовка добытой продукции до товарной кондиции осуществляется на установке подготовки нефти (УПН).

Установка подготовки нефти (УПН)

Установка подготовки нефти (УПН) предназначена для промышленной подготовки нефти, пластовой сточной воды, попутного нефтяного газа и включают следующие процессы:

- замер поступающей продукции со скважин на АГЗУ УПН;
- подготовка и сдача товарной нефти;
- подготовка попутной пластовой воды для ее закачки в продуктивные пласты;
- потребление попутного нефтяного газа на собственные нужды, сдача избыточного попутного нефтяного газа на объекты утилизации после ввода в эксплуатацию газопровода.

Технология подготовки нефти на УПН предусматривает следующие требования:

- герметизацию и надежность эксплуатации всех объектов системы подготовки нефти;
- замер поступающей на УПН с нефтепромыслов продукции;

- контроль технологических параметров работы оборудования;
- контроль параметров сырой и товарной нефти;
- дегазацию нефти;
- обеспечение подготовки товарной нефти в соответствии с требованиями СТ РК 1347–2005 (ГОСТ Р 51858–2002, MOD);
- подготовку сточной воды для закачки в систему поддержания пластового давления (ППД);
- учет объемов подготовленной нефти и сточной воды;
- учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды при подготовке нефти;
- автоматизацию и телемеханизацию технологических процессов;
- минимальные технологические потери нефти и газа.

Нефтяная эмульсия по нефтесборным коллекторам от ГЗУ-1 и от ЗУ «Спутник АМ 40-8-400», размещаемый на площадке УПН, поступает на нефтегазовый сепаратор НГС-1-1,6-2000-2 объемом 25 м³, в котором происходит разделение нефти и газа (II-я ступень сепарации нефти). Давление в нефтегазовом сепараторе контролируется регулятором давления, уровень жидкости контролируется регулятором уровня, контроль температуры осуществляется местными приборами.

Выделившийся в нефтегазовом сепараторе газ направляется в газовый сепаратор ГС1-2,5-600-2 объемом 0,27 м³, где осуществляется очистка нефтяного газа от капельной жидкости и механических примесей, унесенных газом при сепарации нефти. Уровень уловленной жидкости в газовом сепараторе регулируется отсечным клапаном, с электроприводом. Уловленная жидкость отводится в дренажную подземную емкость ЕП-63-3000-1-2 объемом 63 м³ (ДЕ-1). Очищенный от влаги газ в качестве топлива, подается на подогреватели нефти ПП-0,63А (П-1/2/3 – 2 рабочие, 1 резерв.), а остатки газа сжигаются на факельной установке УФМ-50 (до ввода газопровода).



Технология подготовки нефти на УПН осуществляется следующим образом:

Нефтеводогазовая смесь с АГЗУ-1, 2 и с АЗУ поступает на первую ступень сепарации в нефтегазовый сепаратор, в котором происходит процесс сепарации поступающего потока. После разделения жидкость и нефтяной газ из сепаратора направляются по трубопроводам по технологической цепочке к различным технологическим объектам. Жидкость подается на печи подогрева и затем поступает на отстойник.

После 1-ой ступени сепарации (перед печами нагрева П-1, 2, 3, работающими на попутном газе) в поток жидкости для лучшего разделения фаз через БР подается реагент-деэмульгатор и для интенсификации процессов обессоливания нефти добавляется техническая пресная вода, которая поступает через статический смеситель (СМ) в количестве до 10% от объема подготавливаемой нефти.

Подача пресной воды в смеситель (СМ) и технологический резервуар (РВС-1) осуществляется насосным агрегатом (Н-8) из резервуара пресной воды (РГС-1).

Подогрев нефтеводогазовой продукции производится печами нагрева (П-1, 2, 3) для снижения вязкости нефти, более полного отделения газа и ускорения процесса обессоливания нефти.

После отстойника (ОГН-1,2) обезвоженная нефть подается для более глубокой дегазации на концевую сепарационную установку (КСУ), поднятую на постамент.

Из концевого сепаратора (КСУ) подготовленная нефть за счет давления в системе подготовки нефти поступает в технологический резервуар РВС-1 (V=500 м³), а затем в резервуары товарной нефти РВС-2, 3 (V=500 м³ каждый). Для улучшения процесса обессоливания нефти на технологический резервуар (РВС-1) подается техническая пресная вода (водяная подушка).

Подготовленная товарная нефть насосными агрегатами (Н-3, 4) нефти подается на эстакаду для отправки автотранспортом на ПСН ст. Опорная. Нефтеналивной стояк предусмотрен для одновременного налива 2 цистерн. Учет нефти осуществляется счетчиком жидкости.

Для подогрева нефти на ПСН установлены подогреватели ПБТ-1.6М (1 в работе и 1 в резерве). В качестве топливного газа на подогревателях нефти, используется газ с месторождения Кульжан, который после подготовки на УКПГ АО МНК «КазМунайТениз» отправляется на ПСН, а излишки газа в адрес АО «КазТрансГаз».

Сеть технологических трубопроводов и обвязка резервуаров позволяет производить прием нефти с технологической площадки в резервуары товарной нефти, откачку насосами товарной нефти на площадку налива нефти и перекачку нефти из одного резервуара товарной нефти в другой в случае аварийной ситуации. При некондиции нефти на УПН предусмотрена насосными агрегатами (Н-1, 2) откачка нефти из резервуаров в начало технологического процесса (после 1-й ступени сепарации).

Пластовая вода, частично отделившаяся в отстойниках нефти (ОГН-1,2), а также из технологического резервуара РВС-1, отводится в резервуар пластовой воды (РВС-4), где производится отстой и отделение воды от эмульгированной нефти и механических примесей.

Из РВС-4 подготовленная вода насосными агрегатами (Н-5,6,7) откачивается в автоцистерны для ее дальнейшей транспортировки до скважины 65, через которую с помощью передвижных агрегатов ЦА-320 сточная вода закачивается в пласт.

Уловленная эмульгированная пленочная нефть из резервуара воды РВС-4 отводится в дренажную емкость (ДЕ-1). Сброс дренажа с технологических установок во время аварийных ситуаций и ремонтов, а также планового дренажа будет осуществляться в дренажные емкости (ДЕ-1,2).

Выделившийся из нефти попутный газ, в нефтегазовом сепараторе (С-1), поступает в газовый сетчатый сепаратор (ГС), где из него отделяется капельная нефть и механические примеси. Нефть и механические примеси поступают в дренажную емкость ДЕ-1.

В соответствии с техническими решениями «Программы утилизации нефтяного газа на месторождении Кульжан» очищенный газ используется на собственные нужды в печах подогрева на ГЗУ-1 и УПН, для выработки электроэнергии, на электрогазогенераторах (ЭГГ), а излишки газа по газопроводу Ø159 мм направляются на

компрессорную станцию (КС) для подачи в газопровод и транспортировки на УКПГ АО «МНК КазМунайТениз».

Компрессорная станция (КС)

Компрессорная станция предназначена для компримирования газа. Давление на входе в компрессор 0,1-0,2 МПа, на выходе из компрессора 7,0 МПа. Компрессорная установка AJAX-2802 LE в блочном исполнении является интегрированным мотор-компрессором с одним коленчатым валом и служит для сжатия газа.

Станция смонтирована на базе 20-ти футового железнодорожного контейнера и оборудована:

- Установками компрессорными винтового типа
- Системой подготовки сжатого воздуха
- Системой освещения
- Системой отопления
- Системой пожаротушения
- Системой вентиляции станции
- Трубопроводной системой
- Щитом электрораспределительным.

Компрессорная установка AJAX-2802 LE в блочном исполнении предназначена для компримирования газа и его транспортировки на УКПГ АО МНК «КазМунайТениз» (1 рабочая, 1 в резерве). Давление на входе в компрессор 0,1-0,2 МПа; на выходе из компрессора 7,0 МПа; производительность одной КУ – 30000 м³/сут.

На площадке компрессорной установке предусмотрена электрозадвижка, предназначенная для автоматического включения и сброса газа с технологического газопровода на продувочную свечу СВ-1 с КУ-1, 2.

Газосепаратор ГС-1 на объекте КУ предназначен для очистки выделившегося попутного нефтяного газа от жидкости (конденсата). На площадке газосепаратора находится электрозадвижка, предназначенная для автоматического отключения потока газа при превышении давления, или при проведении ремонтных работ и сброса газа с технологического газопровода на продувочную свечу СВ-1. Также газосепаратор снабжен запорно-регулирующим клапаном с эл. приводом марка (РУСТ 410-2) на линии конденсата, предназначенный для автоматического включения при превышении уровня конденсата в газосепараторе и сброса конденсата в дренажную емкость ЕП-1 (V=8 м³). Очищенный от жидкости газ с давлением 0,1-0,2 МПа направляется на проектируемую компрессорную установку (КУ).

Газосепаратор ГС-2 на блок измерительных линий (БИЛ) предназначен для очистки выделившегося попутного нефтяного газа от жидкости (конденсата). В газосепараторе установлен запорно-регулирующим клапаном с эл. приводом марка (РУСТ 410-2) на линии конденсата, предназначенный для автоматического включения при превышении уровня конденсата в газосепараторе и сброса конденсата в дренажную емкость ЕП-2 V=8м³. Очищенный от жидкости газ с давлением 6,7-6,8 МПа направляется на блок измерительных линий (БИЛ).

Дренажные емкости ЕП-1 (с насосом), ЕП-2 и ЕП-3 (без насоса) (V=8 м³) предназначены для сбора жидкости (конденсат) с газосепараторов, а так же с технологических сетей (трубопроводов). Диаметры входных коллекторов – 50 мм. Диаметр выходного коллектора – 80 мм. Дренажные трубопроводы выполнены с уклоном в сторону дренажной емкости i=0,003. В дренажных емкостях устанавливается клапан дыхательный механический КДМ-50 со встроенным огнепреградителем типа КДМ, предназначенный для регулирования давления паров в процессе закачки или выкачки конденсата, а также при колебании температуры. В дренажных емкостях запроектирован механический уровнемер буйкового типа - BW 25 для измерения уровня и раздела фаз жидкостей в открытых емкостях и резервуарах под давлением. Дренажные емкости снабжены системой контроля и автоматики по уровню.

Блок измерительных линий (БИЛ)

Блок измерительных линий предназначен для учета транспортируемого попутного нефтяного газа на входе в узел коммерческого учета газа. На блоке предусмотрено измерение температуры и давление газа перед запорной арматурой. Блок измерительных линий установлен в районе УКПГ АО МНК «КазМунайТениз». Предусматривается отсечение БИЛ при выходе параметров среды за предельные значения, определяемые установками:

- падение давления в газовом сепараторе ГС-2;
- превышение давления в газовом сепараторе ГС-2;
- падение давления в газопроводе;
- превышение давления в газопроводе.

Блок измерительных линий поставляется в блочном исполнении; помимо счетчиков, узел оснащается поточным хроматографом для обеспечения оперативного контроля компонентного состава газа, а также поточным анализатором точки росы по влаге и углеводородам. В состав БИЛ входят 2 измерительные линии, с возможностью «горячей замены».

Продувочные свечи предназначены для продувки участков во время ремонтных работ, либо монтажа оборудования, а также при повышении давления в газопроводе, устанавливаются на проектируемый газопровод и выводятся от площадок ГС-1 и компрессорной установки (КУ).

Газопоршневая электростанция (ЭГП)

В качестве источника электроэнергии построена газопоршневая электростанция в составе четырех газопоршневых установок мощностью по 1288 кВт каждая номинальным напряжением 6 кВ. ГПЭС расположены на специально выделенной площадке площадью 3025 метров (55х55 метров). На площадке ГПУ размещены рядом с интервалом между блок-модулями 4 метра. ГПУ состоит из: генератора, двигателя генератора, системы охлаждения и панели управления. Также блок-модуль ГПУ включает в себя все необходимые вспомогательные системы, такие как: освещение, вентиляция и пожаробезопасность. В качестве ГПУ был выбран генератор SR4B компании Caterpillar с системой возбуждения на постоянных магнитах. В качестве двигателя применен четырехтактный газовый двигатель того же производителя. Каждое ГПУ включает в свой состав панель управления, которая обеспечивает автоматический контроль и управление генераторами, а также связь с вводными ячейками закрытого распределительного устройства номинальным напряжением 6 кВ (ЗРУ-6кВ). Для взаимодействия ГПУ между собой и вводными ячейками ЗРУ-6кВ, в комплект поставки ГПЭС входит главная панель управления, которая поставляется отдельно и размещена в здании операторной. Питание цепей контроля и управления панелей ГПУ и главной панели управления осуществляется от источника бесперебойного питания. Питание силовых цепей панели управления, таких как системы охлаждения генератора и вспомогательных систем освещения, обогрева и вентиляции осуществляется от главного распределительного щита ГРЩ, размещенного в помещении ЗРУ-6кВ.

Для распределения электроэнергии на месторождения Кульжан, вырабатываемой четырьмя ГПУ, предусмотрено строительство закрытого распределительного устройства номинальным напряжением 6 кВ, состоящего из 23 ячеек, следующего назначения:

- вводная ячейка – 5 шт.;
- ячейка секционного выключателя – 1 шт.;
- ячейка секционного разъединителя – 1 шт.;
- ячейка измерительного трансформатора – 2 шт.;
- ячейка трансформатора собственных нужд – 2 шт.;
- ячейка отходящей линии – 12 шт.

Для питания цепей управления, защит, автоматики и сигнализации предусмотрены установка шкафа оперативного тока (ШОТ) с аккумуляторными батареями емкостью 50А*ч. Оперативный ток оперативных цепей принимается – постоянный, напряжением 220В от системы гарантированного питания. ЗРУ-6кВ поставляется комплектно в блочно-модульном здании со всеми вспомогательными системами, такими как освещение, отопление, кондиционирование, вентиляция и система пожаробнаружения.

Система управления предусматривает:

- местное и дистанционное управление выключателями 6 кВ;
- оперативная блокировка разъединителей;
- сигнализацию положения выключателей 6 кВ;
- аварийно-предупредительная сигнализация о работе и неисправности установленного оборудования;
- автоматический ввод резерва (АВР);
- измерение напряжения на шинах;
- измерение тока нагрузки на присоединениях 6 кВ;
- учет электроэнергии на multifunctional микропроцессорных счётчиках электроэнергии.
- сбор, первичная обработка и архивирование эксплуатационно-технологических и аварийных параметров, в объёме цифровых устройств РЗА.

Низковольтное электрооборудование и аварийный дизельгенератор. Для обеспечения площадки ГПЭС электроэнергией на момент полного останова ГПУ и для их запуска в работу, предусмотрена установка аварийного дизельгенератора (АДГ) мощностью 150 кВА номинальным напряжением 0,4 кВ. Данный генератор обеспечивает электроэнергией собственные нужды и оперативные цепи ЗРУ-6кВ, собственные нужды здание операторной, подзарядку системы бесперебойного питания ГПУ, собственные нужды АДГ, освещение площадки ГПЭС и систему электрообогрева технологических трубопроводов. Для распределения электроэнергии к вышеуказанным нагрузкам предусмотрена установка двух распределительных щитов, питающихся от АДГ через распределительный щит РЩ-АДГ: главный распределительный щит ГРЩ и распределительный щит надежного питания РЩ-НП, с различной организацией их питания и соответственно различным назначением. Главный распределительный щит ГРЩ по одному из вводов получает питание от АДГ, а другой ввод запитан от ЗРУ-6кВ посредством установки комплектной трансформаторной подстанции мощностью 400 кВА номинальным напряжением 6/0,4 кВ. В режиме останова ГПЭС с данного распределителя предусматривается подача питания на распределительный щит собственных нужд операторной РЩ-05, систему наружного освещения площадки, систему электрообогрева технологических трубопроводов. Также с распределителя питается силовая часть одной из ГПУ, посредством подачи питания на одну из контрольных панелей генераторов G1 – G5. Мощность АДГ рассчитана на подачу питания лишь на одну ГПУ. После ввода в работу одной установки, питание ГРЩ переводится с АДГ на КТП-400 кВА, после чего появляются необходимые мощности для включения остальных ГПУ.

Для питания шкафа оперативного тока ШОТ (два ввода), щитков собственных нужд ЗРУ-6кВ и АДГ, а также источника бесперебойного питания UPS, предусмотрена установка распределительного щита надежного питания РЩ-НП. Питание РЩ-НП организовано от трех источников: ТСН №1 ЗРУ-6кВ мощностью 25 кВА, ТСН №2 ЗРУ-6кВ мощностью 25 кВА и АДГ, посредством распределительного щита РЩ-АДГ. Для подачи питания от трех источников и организации сложной схемы АВР применен щит автоматического ввода резерва ЩАВР с двухкаскадным включением АВР. Первый каскад АВР контролирует подачу питания от секций шин А и В, второй каскад контролирует подачу питания от выхода первого каскада и АДГ. Таким образом достигается надежность в электроснабжении ответственных потребителей ГПЭС. Помимо этого шкаф ШОТ

включает в себя встроенные аккумуляторные батареи с емкостью 50А*ч. А питание контрольных цепей панелей управления ГПУ и главной панели управления ГПЭС организовано от источника бесперебойного питания UPS, который также имеет в своем составе блок аккумуляторных батарей. Емкость батарей не определена, так как UPS входит в комплект поставки ГПЭС.

Для распределения электроэнергии на площадке ГПЭС предусмотрены силовые питающие и распределительные электросети напряжением 6 и 0,4 кВ, а также цепи контроля и управления электроустановками. Все проводники выбираются по допустимым длительным токам с учетом необходимого резерва по пропускной способности. Силовые кабели напряжением 0,4кВ проверены на термическую устойчивость при коротких замыканиях. Для всех проводников выполнена проверка плотности тока нагрева и отклонения напряжения в нормальном и после аварийном режимах. Для номинального режима напряжение на источнике питания не превышает 5% от номинального напряжения. Все кабельные линии защищены от коротких замыканий установленными в распределительном устройстве токовыми осечками, максимальной токовой защитой. Минимальное сечение жил силовых, осветительных и контрольных кабелей принято 1,5 мм².

По периметру площадки установлены восемь прожекторных мачт с двумя прожекторами мощностью 400 Вт каждый, а в центре устанавливается одна мачта с шестью прожекторами мощностью по 400 Вт каждый. Управление освещением предусматривается как в автоматическом режиме так и в ручном.

Пункт сдачи нефти (ПСН)

Назначение ПСН – накопление и коммерческий учет нефти поступающей из УПН месторождения Кульжан и перекачка её в магистральный нефтепровод «Узень – Атырау – Самара». Также на ПСН предусмотрено накопление воды из магистрального водопровода волжской воды АО «КазТрансОйл» и перекачка её на УПН месторождения Кульжан для технологических нужд. Для чего на территории ПСН предусмотрены следующие технологические площадки и сооружения:

1. Площадка электрозадвижек на входе в ПСН;
2. Площадка электрозадвижек на входе в РВС;
3. Резервуарный парк хранения товарной нефти (Р-1,2,3) РВС-2000;
4. Площадка электрозадвижек на выходе из РВС;
5. Насосная станция перекачки нефти (Н-1,Н-2,Н-3);
6. Площадка печей подогрева нефти (П-1,П-2);
7. Площадка коммерческого узла учета нефти (КУУН) - КУУН блочного исполнения;
8. Площадка дренажной емкости (ЕП-1) – подземная дренажная емкость V=63м³ для технологического опорожнения емкостей и аппаратов ПСН;
9. Площадка дренажной емкости (ЕП-2) – подземная дренажная емкость V=5м³ для опорожнения технологических трубопроводов коммерческого узла учета нефти;
10. Площадка дренажной емкости (ЕП-3) – подземная дренажная емкость V=63м³ для опорожнения производственно- ливневых стоков;
11. Площадка резервуаров воды (Р-4,5) РВС-1000 для хранения пожарного запаса воды и промежуточного хранения воды, предназначенной для перекачки на УПН месторождения Кульжан;
12. Насосная станция перекачки воды (Н-4, Н-5);
13. Площадка свечи продувочной.

Для обеспечения технологических связей между аппаратами и агрегатами на ПСН, предусмотрен ряд межплощадочных трубопроводов: нефтепроводы надземной прокладки на низких опорах, прокладка теплоносителя и прокладка трубопроводов дренажной системы предусмотрена подземной.

Нефть поступает в резервуарный парк ПСН. После отстоя в резервуарах ПСН, нефть поступает на насосы перекачки нефти ПСН. Далее нефть через подогреватели

поступает на коммерческий узел учета нефти и далее в магистральный нефтепровод КТО.

Вода под давлением магистрального водопровода волжской воды КТО, поступает в резервуарный парк воды на ПСН, затем часть воды из резервуаров (исключая пожарный запас воды) поступает самотеком на насосы перекачки воды ПСН. Далее под давлением указанных насосов вода перекачивается на УПН м/р Кульжан.

Для подогрева нефти, на ПСН предусмотрены печи-подогреватели работающие на газу, для газоснабжения печей предусматривается газопровод.

Для поддержания положительных температур в резервуарах нефти и воды, в технологической схеме ПСН предусмотрена постоянная циркуляция теплоносителя (вода) путем постоянного отбора части теплоносителя из подогревателей нефти.

Полигон промышленных и бытовых отходов

Основное назначение полигона - сбор и захоронение производственных отходов, образующихся в результате производственной деятельности при ремонтных работах и при добыче нефти, с низким содержанием сырой нефти в пределах не более 15-16 %, а также отходов бурения. Полигон введен в эксплуатацию в 2008 году.

Срок хранения замазученного грунта, в пределах проектного объема содержания и относящиеся к 10- группе в данном полигоне устанавливается не более 5 лет. Годовое поступление буровых отходов не регламентируется, так как зависит от количества бурящихся скважин и может меняться в большую или меньшую сторону.

По состоянию на 01.09.2020 года фактическое накопление отходов на полигоне - нулевое. В 2014 году проведены строительно-монтажные работы по реконструкции 2-х карт полигона месторождения Кульжан.

После реконструкции 2-х карт полигона, предназначенные для отходов бурения составляет 2230 м³ каждая.

Площадь земельного отвода полигона составляет - 20387,1 м². Полигон представляет собой площадку прямоугольной формы размером 100 x162,8м.

Таким образом, на сегодняшний день средняя накопительная мощность полигона после реконструкции составляет:

- карта для сбора замазученного грунта – 1 шт. объемом 1800 м³;
- карта для сбора отходов бурения – 2 шт. объемом по 2230 м³ каждая, итого – 4460 м³ (после реконструкции);
- пруд испаритель – 1 шт., вместимостью 200 м³;
- карта для сбора ТБО – 1 шт., вместимостью 1400 м³;
- ванна для дезинфекции колес автотранспорта.

Для осуществления стока атмосферных вод в котлован (карт), подъездные площадки выполнены с небольшим уклоном в сторону котлована

Сбор и утилизация нефти и атмосферных осадков с внутренней поверхности карты замазученного грунта осуществляется посредством откачки передвижными насосными агрегатами. Вода с карты не утилизируется, а перекачивается в пруд - испаритель и испаряется естественным путем. Также вода из пруда - испарителя при необходимости может использоваться для пылеподавления при профилактических работах на кольцевой дороге и увлажнения бытовых отходов и присыпного грунта в карте ТБО.

После реконструкции карта для сбора отходов бурения прямоугольная в плане с габаритными размерами 54,0 x 16,0 м (по дну котлована) глубиной 2.4 метра относительно планировочной отметки гребня обвалования.

Со всех сторон карта отходов бурения имеет защитное обвалование из насыпного грунта высотой 1.0м. Внутренний уклон откоса составляет 1:2.3, ширина гребня вала равняется 10 метров.

Верхнее рабочее покрытие и покрытие боковых откосов приняты из железобетонных плит для аэродромных покрытий ПАГ-20, так как по технологии работы полигона предусмотрено движение тяжелых (груженых) машин и бульдозера.

Твердое покрытие поверхности карт принято также для предотвращения проникновения загрязненных атмосферных осадков с откосов и дна в тело полигона.

Устройство противоточного экрана карт (основание, откосы, съездная дорога) после реконструкции представляет собой:

1. Покрытие дна карты и откосы выполнены из железобетонных плит для аэродромных покрытий ПАГ-20 и частично из армированного монолитного бетона класса В 12,5;

2. Защитный слой из песка фракцией не более 3 мм толщиной 200мм;

3. Полиэтиленовая пленка толщиной 0,4мм с контактной сваркой стыков;

4. Подстилающий слой из песка фракцией не более 3мм, толщиной слоя песка 100мм;

5. Глиняный экран из пластичной глины. Коэффициент уплотнения глины составляет не менее 0.94. Коэффициент фильтрации составляет не более 10-7 см/с.

По данным геологических изысканий, грунты, залегающие под дном полигона, имеют коэффициент фильтрации, значительно превышающий 10-7 см/с. На основании этого, в нижнем слое предусмотрен экран из уплотненной глины с коэффициентом фильтрации не более 10-7 см/с.

В результате принятой конструкции защитного слоя карта имеет три уровня защиты:

- 1 уровень - твердое покрытие дна и по откосам (защита от повреждения тела площадки);

- 2 и 3 уровни - пленка и глина (защита от проникновения нефтяных осадков в грунт).

Ограждение

При реконструкции проведен демонтаж существующего ограждения полигона, выполненного из металлической сетки "Рабица" высотой 2.6м по стойкам из отработанных труб d=114мм, шаг опор 3м.

Проектируемое ограждение полигона выполнено из стальной проволоки Ø5мм по металлическим столбам изготовленным из отработанных насосно-компрессорных труб высотой 2,5 м по всему периметру площадки с распашными воротами, шириной 4,5 метров для заезда автотранспорта. Ограждение защищает проникновение бродячего скота на территорию полигона.

Основные производственные показатели работы предприятия:

Согласно Программе развития переработки сырого газа на месторождении Кульжан ниже представлены прогнозные объемы добычи нефти и газа.

Прогноз добычи нефти и газа на 2023 год по месторождению Кульжан

Года	Добыча нефти, тыс. т	Добыча сырого газа, млн. м ³
2023	102,41	5,486096

Годовые объемы сжигания газа на факельных установках согласно разрешений на 2023 год.

Период	Объем сжигания млн. м ³	Разрешение (Приложение 3)
01.01.2023-31.12.2023 г.	0,08243436	KZ29VPC00015548 от 06.08.2021 г

Объемы сжигания газа на факельных установках по источникам на 2023 год.

Номер источника	Объем сжигания по источникам в м ³ 2023 год
№0022	35705,76
№0043	46728,6
Всего:	82434,36

Площадка 3
**по рабочему проекту «Обустройство скважин №№ 75, 91, 122 на месторождении
Кульжан. Корректировка»**

Основными решениями в проекте обустройства скважин являются:

- Исключение из проекта скважины N 75, предусмотренной в раннем проекте, ввиду отсутствия необходимости ее обустройства;
- Изменение назначения скважины №91, предусмотренной в раннем проекте как добывающая, на нагнетательную;
- Обустройство предусмотренной в раннем проекте нагнетательной скважины № 122;
- Установка резервуара (РГ-1), предусмотренного в раннем проекте;
- Установка насоса центробежного консольного типа 1К для воды (Н-4), предусмотренного в раннем проекте;
- Установка насоса поршневого для воды АН-125-16 (Н-3), предусмотренного в раннем проекте;
- Прокладка нагнетательного трубопровода до скважины № 122 от УПН, предусмотренного в раннем проекте;
- Строительство линии электропередач, предусмотренной в раннем проекте;
- Оптимизация средств автоматизации и связи

Площадка 4
**по рабочему проекту «Обустройство добывающих скважин №№ 97, 110, 112 и 123
на месторождении Кульжан. Корректировка»**

Основными решениями в проекте корректировки обустройства скважин являются:

- Исключение из проекта скважины N 97, предусмотренной в раннем проекте;
- Обустройство предусмотренных в раннем проекте добывающих скважин №№ 110, 112, 123;
- Прокладка выкидных линий, предназначенных для транспорта продукции 3-х новых добывающих скважин до спутников ГЗУ-1;
- Оптимизация средств автоматизации и связи.

Площадка 5
по рабочему проекту «Склад масла и химреагентов на месторождении Кульжан»

В проекте рассматриваются строительство:

1. Отдельно стоящий закрытый склад №1 из профилированного металла для хранения масла, размер склада 3,2х3,0 метров. Высота склада принята 2,7 метров.
2. Отдельно стоящий закрытый склад №2 из профилированного металла для хранения масла, размер склада 3,2х3,0 метров. Высота склада принята 2,7 метров.
3. Отдельно стоящий закрытый склад №3 из профилированного металла для хранения химреагентов, размер склада 12,0х3,0 метров. Высота склада принята 2,7 метров.

По периметру склада предусмотрено ограждение профнастилом для защиты хранимых химреагентов и масла в таре от прямого попадания солнечных лучей. Ограждение

профнастилом предусмотрено с зазорами поверху для естественного проветривания склада.

Погрузочно-разгрузочные будут производиться механизированным способом при помощи погрузчика на рампу, далее ручным погрузчиком до места хранения или наоборот.

Пол каждого склада предусматривается из несгораемых, не искрящих и не впитывающих нефтепродукты (масла) материалов.

Хранение на складе принято в металлических бочках размерами Ø600мм высотой 850мм массой 20кг расположенных на деревянных поддонах размерами 1100x1100x140мм массой 40кг, по 4 бочки на поддон. При загрузке/разгрузке бочки должны быть закреплены между собой на поддоне, для предотвращения сползания с поддона при выполнении погрузочно-разгрузочных работ.

Склад №1 рассчитан на 16 бочек, склад №2 рассчитан на 16 бочек, склад рассчитан на не менее 40 бочек. Складирование принято в один ярус.

Склад №1 и склад №2 предназначены для хранения масел, склад №3 предназначен для хранения химреагентов.

Площадка 6
по рабочему проекту «Пункт сдачи нефти месторождения Кульжан.
Расширение»

Проектом на объекте Пункт сдачи нефти предусматривается увеличение мощности производства - до 960 м3/сутки и объема хранения нефти до – 6 000 м3 за счет строительства дополнительного резервуара – РВС, объемом 2000 м³.

Существующая площадка под нефтяные резервуары прямоугольная, с обвалованием по периметру земляной насыпью высотой 1,3м. На ранее запланированном месте устанавливаются один вертикальный стальной резервуар объемом 2000м³

Резервуарный парк нефти состоит из 2-х существующих и один проектируемой вертикальных цилиндрических стальных резервуаров емкостью 2000 м3 каждый.

Резервуары товарной нефти Р-1, 2, 3 предназначены для приема и отстоя нефти, с последующей перекачкой ее в магистральный трубопровод АО «КазТрансОйл».

3.2 Общая характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух

Для выявления источников загрязнения атмосферы проведена инвентаризация источников выбросов, получены и систематизированы сведения о составе и количестве промышленных выбросов, выделены потенциальные источники загрязнения.

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

Всего на объектах месторождения Кульжан в 2023 году выброс будет осуществляться:

По основным источникам – всего **156** источников загрязнения атмосферы, из которых **77** источников ЗВ являются организованными источниками и **79** источников ЗВ – неорганизованными.

По рабочему проекту «Обустройство скважин №№ 75, 91, 122 на месторождении Кульжан. Корректировка» – всего **0** источников загрязнения атмосферы, из которых **0** источников ЗВ являются организованными источниками и **0** источников ЗВ – неорганизованными.

По рабочему проекту «Обустройство добывающих скважин №№ 97, 110, 112 и 123 на месторождении Кульжан. Корректировка» – всего **2** источника загрязнения атмосферы, из которых **0** источников ЗВ являются организованными источниками и **2** источников ЗВ – неорганизованными.

По рабочему проекту «Склад масла и химреагентов на месторождении Кульжан» – всего **0** источников загрязнения атмосферы, из которых **0** источников ЗВ являются организованными источниками и **0** источников ЗВ – неорганизованными.

По рабочему проекту «Пункт сдачи нефти месторождения Кульжан. Расширение» – всего **2** источника загрязнения атмосферы, из которых **1** источников ЗВ являются организованными источниками и **1** источников ЗВ – неорганизованными.

Нумерация для стационарных источников выбросов на месторождении Кульжан принята:

- по организованным – например – 0001;
- по неорганизованным – например – 6001.

Основными источниками загрязнения атмосферного воздуха являются следующие площадки:

- Вахтовый поселок;
- Групповая замерная установка (ГЗУ-1);
- Установка подготовки нефти (УПН);
- Компрессорная станция (КС);
- Блок измерительных линий (БИЛ);
- Полигон промышленных отходов;
- Площадка электрогазогенераторной установки (ЭГГ);
- Эксплуатация скважин;
- Пункт сбора нефти (ПСН).

Расчеты проведены с учетом баланса добычи и расхода нефтяного газа на период промышленной разработки на 2023 год, приведена в таблице 3.21.

Таблица 3.2.1.

№ п.п.	Наименование объекта	Ед.изм.	2023г.
1	Добыча нефти	тыс. тонн	102,41
2	Добыча газа	млн. м³	5,486096
3	Общий объем газа используемого на собственные нужды, из них по объектам:	млн. м³	3,71424
3.1	ГЗУ-1 (ПП-0,63)	млн. м ³	0,40296
3.2	УПН (ПП-0,63) , в т.ч.:	млн. м ³	0,81468
3.2.1.	Печь подогрева нефти ПП-0,63 №1 УПН	млн. м ³	0,37668
3.2.2.	Печь подогрева нефти УН-0,2 №2 УПН	млн. м ³	0,14892
3.2.3.	Печь подогрева нефти ПП-0,63 №3 УПН	млн. м ³	0,28908
3.3	КС	млн. м ³	0,56940
3.4	ЭГГ	млн. м ³	1,9272
4	Потребление товарного газа на ПСН	млн. м³	-
4.1	КМТ	млн. м ³	0,63072
5	Объем технологически неизбежного сжигания газа на факеле, из них:	млн. м³	0,08243436
5.1	ГЗУ-1 дежурная горелка (факел)	млн. м ³	0,03570576

5.2	УПН дежурный горелка (факел)	млн. м ³	0,0467286
6	Тех.потери в системе сбора без сжигания газа	млн. м ³	0,010972192
7	Тех.потери при продувках и опорожнениях оборудования и газопроводов без сжигания газа	млн. м ³	

Источники выбросов загрязняющих веществ по площадкам предприятия ТОО «Meerbusch» приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2

**Перечень стационарных источников выбросов ЗВ в атмосферу
по площадкам ТОО «Meerbusch» на 2023 г.**

Тип источника	Производство	Номера источников
Площадка 1. Вахтовый поселок		
		2023 год
Организованные		0001-0002, 0005-0014, 0020, 0039 (14 ед.)
Неорганизованные		6001- 6004 (4 ед.)
Площадка 2. Месторождение Кульжан		
		2023 год
Организованные	ГЗУ-1	0015 – 0019, 0021-0022 (7 ед.)
Неорганизованные		6005 – 6011, 6018 (8 ед.)
		2023 год
Организованные	УПН	0003, 0023-0038, 0040-0043 (21 ед.)
Неорганизованные		6012-6017, 6019-6020 (8 ед.)
		2023 год
Организованные	КС	0044-0051 (8 ед.)
Неорганизованные		6021, 6039-6040 (3 ед.)
		2023 год
Организованные	БИЛ	0052, 0057-0058 (3 ед.)
Неорганизованные		6041-6042 (2 ед.)
		2023 год
Организованные	ПСН	0004, 0059-0074 (17 ед.)
Неорганизованные		6044-6047 (4 ед.)
		2023 год
Организованные	ЭГГ	0053-0056 (4 ед.)
Неорганизованные		-
		2023 год
Организованные	Полигон промышленных и бытовых отходов	-
Неорганизованные		6022-6023 и 6043 (3 ед.)
		2023 год
Организованные	Территория промысла (скважины)	-
Неорганизованные		6024-6038, 6048-6073 (41 ед.)

Тип источника	Производство	Номера источников
	<i>Капитальный ремонт скважин</i>	2023 год
Организованные		0201-0203 (3 ед.)
Неорганизованные		6201-6206 (6 ед.)
Площадка 3. Рабочий прооект: «Обустройство скважин №№ 75, 91, 122 на месторождении Кульжан. Корректировка»		
	<i>ГЗУ-1</i>	2023 год
Организованные		-
Неорганизованные		-
Площадка 4. Рабочий прооект: «Обустройство добывающих скважин №№ 97, 110, 112 и 123 на месторождении Кульжан. Корректировка»		
	<i>ГЗУ-1</i>	2023 год
Организованные		-
Неорганизованные		6101 - 6102 (2 ед.)
Площадка 5. Рабочий прооект: «Склад масла и химреагентов на месторождении Кульжан»		
	<i>ВП</i>	2023 год
Организованные		-
Неорганизованные		-
Площадка 6. Рабочий прооект: «Пункт сдачи нефти месторождения Кульжан. Расширение».		
	<i>ПСН</i>	2023 год
Организованные		0101 (1 ед.)
Неорганизованные		6101 (1 ед.)

В атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества 31-го наименований 1-4 класса опасности, из них 11 веществ обладают, при совместном присутствии, эффектом суммации вредного действия и объединены в 7 групп суммации.

Валовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при планируемой производственной деятельности ТОО «Meerbusch» от стационарных источников:

2023 г. – согласно корректировке проекта НДВ всего составит **319,1577639 т/год**, в том числе твердые – **1,48479 т/год**, газообразные – **317,67302 т/год**. В том числе:

- по действующему проекту НДВ составит **293,2082439 т/год**, в том числе твердые – **1,48479 т/год**, газообразные – **291,7235 т/год**.

- **на 2023 год** по рабочему проекту «Обустройство добывающих скважин №№ 97, 110, 112 и 123 на месторождении Кульжан. Корректировка» составит **0,0621 т/год**, в том числе твердые – **0 т/год**, газообразные – **0,0621 т/год**.

- **на 2023 год** по рабочему проекту «Пункт сдачи нефти месторождения Кульжан. Расширение» составит **25,88742 т/год**, в том числе твердые – **0 т/год**, газообразные – **25,88742 т/год**.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на существующее положение в целом от источников предприятия ТОО «Meerbusch» приводится в таблице 3.3. (табл. 3.1.согласно РНД. 211.2.02.02-97) и Перечень групп суммации – в таблицах 3.4.

Качественные и количественные характеристики источников выделения и выбросов загрязняющих веществ на 2021. приведены в таблице 3.5. (таблица 3.3

согласно РНД 211.2.02.02-97) «Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ».

3.3 Качественная и количественная характеристика источников загрязнения атмосферного воздуха

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

Валовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при планируемой производственной деятельности ТОО «Meerbusch» от стационарных источников:

– согласно корректировке проекта НДВ всего составит **319,1577639 т/год**, в том числе твердые – **1,48479 т/год**, газообразные – **317,67302 т/год**. В том числе:

- по действующему проекту НДВ составит **293,2082439 т/год**, в том числе твердые – **1,48479 т/год**, газообразные – **291,7235 т/год**.

- по рабочему проекту «Обустройство добывающих скважин №№ 97, 110, 112 и 123 на месторождении Кульжан. Корректировка» составит **0,0621 т/год**, в том числе твердые – **0 т/год**, газообразные – **0,0621 т/год**.

- по рабочему проекту «Пункт сдачи нефти месторождения Кульжан. Расширение» составит **25,88742 т/год**, в том числе твердые – **0 т/год**, газообразные – **25,88742 т/год**.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ от всех источников приведены в Приложении 2.

Количественный и ингредиентный состав за весь период нормирования не изменится.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу предприятием, на 2023 год приводится в таблице 3.1.1-3.1.5.

3.4 Краткая характеристика пылегазоочистного оборудования

Согласно требованиям Экологического Кодекса РК, наилучшими доступными технологиями являются используемые и планируемые отраслевые технологии, техника и оборудование, обеспечивающие организационные и управленческие меры, направленные на снижение уровня негативного воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду до обеспечения целевых показателей качества окружающей среды.

Применяемое технологическое оборудование соответствует современному техническому уровню. Установок для очистки газа на предприятии не имеется.

Для снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу выполняются организационно-технические мероприятия.

3.5 Оценка степени соответствия применяемой технологии современному техническому уровню

На предприятии используется оборудование зарубежного и отечественного производства (стран СНГ), отвечающая современному техническому уровню и не уступающая по своим производственным характеристикам и надежности в эксплуатации зарубежной технике и оборудованию.

Для проведения технологических операций на предприятии применены аппараты и оборудование, выделение из которых вредных веществ в атмосферу, не оказывают существенного влияния на уровень загрязнения атмосферы.

Обслуживающим персоналом периодически проводятся профилактические осмотры и ремонты. Оборудование предприятия в хорошем рабочем состоянии.

3.6 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Все характеристики источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, полученные в ходе инвентаризации, а также характеристики источников на перспективу сведены в таблицу 3.3. – Приложение 8.

3.7 Обоснование полноты и достоверности исходных данных

Количество выбрасываемых загрязняющих веществ по каждому источнику определялись теоретическим методом путем применения удельных норм выбросов в соответствии с действующими в Республике Казахстан методиками. Исходными данными для теоретического расчета явились характеристики технологического оборудования, состав и расход материалов, представленные предприятием.

Оценка выбросов от отдельного источника осуществлялась по следующим критериям:

- определение среднего объема выбросов;
- определение средней температуры выбросов;
- определение химического состава парогазовой фазы;
- определение времени работы источника.

При проведении инвентаризации источников выбросов загрязняющих веществ были уточнены следующие технологические параметры:

- геометрические размеры источников выделения загрязняющих веществ;
- температура газовоздушных выбросов и наружного воздуха;
- сменная производительность техники;
- время работы оборудования.

Подробное обоснование полноты и достоверности исходных данных для определения нормативов ПДВ (расчеты количества загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, геометрические характеристики источников выбросов) представлено в Приложении 2.

3.8 Характеристика аварийных и залповых выбросов

Аварийные и залповые выбросы на предприятии возможны в случае возникновения пожара. На объекте предусмотрены противопожарные мероприятия, введена система автоматического пожаротушения в соответствии с действующими нормами и правилами взрывопожарной безопасности.

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.

Своевременная ликвидация аварий уменьшает степень отрицательного воздействия на окружающую среду.

Аварийные ситуации. Рекомендации по безаварийному проведению разработки месторождения изложены в «Единых правилах разработки нефтяных и газовых месторождений РК». На предприятии ТОО «Meerbusch» для снижения риска возникновения промышленных аварий и минимизации ущерба от последствий при них при эксплуатации объекта выявляются проблемы, анализируются ситуации и разрабатывается комплекс мер по обеспечению безопасности и оптимизации средств подавления и локализации аварий.

Основными сценариями аварий являются отказ работы аварийной (предохранительные клапаны) и запорной арматуры, создание избыточного давления в резервуарах, повышение температуры в резервуарах, разрыв трубопроводов и резервуаров, разлив нефти на скважинах при буровых работах и проведении КРС, пожар, взрыв, ошибки операторов.

Для исключения аварийных ситуаций на всех объектах ТОО «Meerbusch» используется современное нефтяное оборудование, строительная техника, проводится ежедневный контроль за оборудованием, выкидными линиями. На предприятии предусмотрена герметизированная система сбора и подготовки нефти и газа с технологическим режимом по нормам проектирования, что снижает риск возникновения аварийных ситуаций.

Эксплуатация сосудов, работающих под давлением (сепараторы и другие аппараты), осуществляется в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

Датчики опасной концентрации газа установлены в тех зонах, где возможна утечка горючих и вредных газов или его накопление. При определении местоположения датчиков учитывалось:

- возможные источники утечки в пределах контролируемой области;
- плотность газа по отношению к плотности воздуха;
- потоки воздуха в вентиляционной системе;
- наличие доступа для проведения технического обслуживания и калибровки.

Датчики дозврывоопасной концентрации (ДВК) горючих газов и паров устанавливаются во взрывоопасных зонах класса В-1г (в соответствии с ПУЭ РК) следующих установок и площадок:

- площадка компрессорной станции;
- площадка подземной дренажной емкости;
- площадка сепаратора утилизации газа;
- площадка установки осушки и очистки газа;
- площадка факельного сепаратора.

Все установленные на площадках датчики имеют наружное исполнение для работы в неблагоприятных метеорологических условиях.

Электрооборудование и приборы на производственных объектах ТОО «Meerbusch» применяются во взрывозащищенном исполнении.

При вводе в эксплуатацию новых проектируемых производственных объектов будут предусмотрены меры безопасности по соблюдению противоаварийных норм и правил, в том числе:

- автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования;
- автоматический контроль с аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволяет обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности, соблюдению правил при выполнении работ и реагированию на аварийные ситуации;
- обеспечение герметичности систем подготовки и перекачки нефти;

- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования, а также факельной системы;
- оснащение насосов отключателями для остановки насосов при падении давления на выкидных линиях;
- регулярные технические осмотры оборудования, замена неисправного оборудования;
- применение материалов, оборудования и арматуры, обеспечивающих надежность эксплуатации, термоизоляция горячих поверхностей;
- обеспечение беспрепятственного доступа аварийных служб к любому участку производства.

Для надежной работы оборудования, с целью уменьшения риска эксплуатации крепление арматуры к трубопроводам транспортировки газа будут производиться на сварке. На трубопроводах и устройствах высокого давления фланцевые соединения не предусматриваются.

Для исключения утечек, арматуру необходимо содержать в чистоте, регулярно восстанавливать окраску наружной поверхности, следить за сохранностью изоляции подземной части кранов, особенно на выходе из почвы колонн крана и патрубков байпаса, наиболее подверженных коррозии. В исправном состоянии должны содержаться приводы кранов и узлы управления. Для уплотнения кранов используется специальная смазка, подаваемая специальным устройством под давлением. При температуре наружного воздуха ниже 5⁰С применяется зимняя смазка, при температуре выше 5⁰С — летняя смазка.

Арматуру, которая в процессе эксплуатации находится в открытом или закрытом состоянии, необходимо ежемесячно набивать смазкой и проверять плавность открытия и закрытия.

Для предотвращения аварийных ситуаций разработаны правила эксплуатации и контроля и правила техники безопасности на предприятии.

За исходный период на производственных объектах предприятия не были отмечены нештатные ситуации, оказавшие заметное влияние на загрязнение атмосферного воздуха.

При соблюдении правил техники безопасности и правил технической эксплуатации на всех участках работ, при регулярных проверках оборудования, продуктопроводов, аварийные ситуации сводятся к минимуму или исключаются полностью.

Согласно Экологическому Кодексу РК №212-III при возникновении аварийной ситуации предприятие обязано известить контролирующие органы в области охраны окружающей среды и возместить нанесенный ущерб. Для аварийных выбросов нормативы ПДВ не устанавливаются, их расчет производится в каждом конкретном случае при возникновении аварийной ситуации.

Залповые выбросы. К залповым выбросам на предприятии относятся выбросы через свечи при проведении операций по продувке и стравливанию газа с оборудования при проведении ремонтных работ. В отличие от аварийных залповые выбросы подлежат нормированию и включены в таблицу 6.1 (соответственно таблицы 3.6.1-3.6.3 согласно РНД 211.2.02.02-97).

Источниками залповых выбросов производственных объектов предприятия являются:

- свечи стравливания дренажных емкостей;

- продувочные свечи при продувке газовой системы печей подогрева, свечи сгорания газа и продувочные свечи емкостей хранения нефти, сепараторов.

3.9 Анализ валовых выбросов нормативов ПДВ

Проект нормативов ПДВ разрабатывается на 2023 год, в учтены изменения Программы развития и переработки сырого газа м/р Кульжан и разрешение на сжигание газа на 2023 год выдано 06.08.2021 года в объеме – 0,08243436 млн. м³ год (Приложение 3).

Показатели добычи нефти и газа по месторождению Кульжан в период промышленной эксплуатации

Годы	Добыча нефти, тыс. тонн	Добыча газа, млн. м ³	Утилизация сырого газа на собственные нужды, млн. м ³	Технологически неизбежное сжигание сырого газа, млн. м ³	Тех.потери, млн. м ³	Объем газа, поступающей на УКПГ ТОО МНК «КМТ», млн. м ³
1	2	3	4	7	8	9
2023	102,41	5,486096	3,71424	0,08243436	0,010972192	1,678449448

Валовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при планируемой производственной деятельности ТОО «Meerbusch» от стационарных источников:

– согласно корректировке проекта НДВ всего составит **319,1577639 т/год**, в том числе твердые – **1,48479 т/год**, газообразные – **317,67302 т/год**. В том числе:

- по действующему проекту НДВ составит **293,2082439 т/год**, в том числе твердые – **1,48479 т/год**, газообразные – **291,7235 т/год**.

- по рабочему проекту «Обустройство добывающих скважин №№ 97, 110, 112 и 123 на месторождении Кульжан. Корректировка» составит **0,0621 т/год**, в том числе твердые – **0 т/год**, газообразные – **0,0621 т/год**.

- по рабочему проекту «Пункт сдачи нефти месторождения Кульжан. Расширение» составит **25,88742 т/год**, в том числе твердые – **0 т/год**, газообразные – **25,88742 т/год**.

3.10 Перспектива развития предприятия

На перспективу развития предприятия новые источники не предусмотрены. Проект НДВ разработан на 2023 год.

ЭРА v2.0 ТОО «РЕКОРД КОНСАЛТ»
Таблица 3.1.1

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на существующее положение

Манг обл.. ТОО "Meerbusch"

Код загр. веще- ства	Наименование вещества	ПДК максим. разовая. мг/м3	ПДК средне- суточная. мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ,мг/м3	Класс опас- ности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества. т/год	Значение КОВ (М/ПДК) **а	Выброс вещества. усл. т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II. III) оксиды (диЖелезо триоксид. Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		3	0.003656	0.018392	0	0.4598
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.01	0.001		2	0.00027	0.00142	1.5775	1.42
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2	5.00709	29.9534808	5451.0839	748.544445
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	0.81934	4.9458856	82.4314	82.4314267
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота. Водород хлорид) (163)	0.2	0.1		2	0.0000075	0.00024	0	0.000075
0322	Серная кислота (517)	0.3	0.1		2	0.000018	0.00055	0	0.00018
0328	Углерод (Сажа. Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3	0.286896	1.4496168	28.9923	28.992336
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый. Сернистый газ. Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		3	0.648764	2.821561	56.4312	56.43122
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.0003615	0.00087081	0	0.10885125
0337	Углерод оксид (Окись углерода. Угарный газ) (584)	5	3		4	8.950709	59.7482884	14.7667	19.9160961
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		2	0.00024	0.00129	0	0.258
0344	Фториды неорганические плохо растворимые – (алюминия фторид. кальция фторид. натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.2	0.03		2	0.00026	0.0013	0	0.04333333
0405	Пентан (450)	100	25		4	0.00002	0.00076	0	0.0000304
0410	Метан (727*)			50		331.96687	40.025275	0	0.8005055
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15			4	0.00184	0.05815	0	0.00387667

ЭРА v2.0 ТОО «РЕКОРД КОНСАЛТ»
Таблица 3.1.1

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на существующее положение

Манг обл.. ТОО "Meerbusch"

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		26.28785	120.864334	2.4302	2.43016674
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		8.133973	17.337165	0	0.5779055
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	1.5			4	0.2067487	0.003874	0	0.00258267
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.2098271	0.164214	1.9056	1.64214
0616	Диметилбензол (смесь о-. м-. п- изомеров) (203)	0.2			3	0.02634102	0.0508485	0	0.2542425
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.1477383	0.103525	0	0.17254167
0627	Этилбензол (675)	0.02			3	0.00413497	0.0000776	0	0.00388
0703	Бенз/а/пирен (3.4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	0.000006514	3.1139E-05	345.6389	31.1392
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	1	0.5		3	0.000435	0.010926	0	0.021852
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.0657	0.28617	78.2729	28.617
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	5	1.5		4	0.288426	7.91482	4.4192	5.212504
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05		0.003368	0.0161273	0	0.322546
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	1.8486018	7.41502192	6.0688	7.41502192
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3	0.0026	0.004867	0	0.03244667
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)	0.3	0.1		3	0.00026	0.0013	0	0.013
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04		0.0042	0.007862	0	0.19655
	В С Е Г О:					384.9165524	293.2082439	6074	1017.46376

ЭРА v2.0 ТОО «РЕКОРД КОНСАЛТ»

Таблица 3.1.1

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на существующее положение

Манг обл., ТОО "Meerbusch"

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Примечания: 1. В колонке 9: "М" – выброс ЗВ, т/год; "ПДК" – ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ; "а" – константа, зависящая от класса опасности ЗВ 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

ЭРА v2.0 ТОО «РЕКОРД КОНСАЛТ»
3.1.2

Таблица

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на существующее положение

Манг обл., ТОО "Meerbusch", «Обустройство добывающих скважин № 97, 110, 112 и 123 на месторождении Кульжан. Корректировка»

Код загр. веще- ства	Н а и м е н о в а н и е вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне- суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опас- ности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0.00143	0.04504
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0.00052	0.01665
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.000007	0.00021
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			3	0.0000024	0.00006
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.000004	0.00014
	В С Е Г О:					0.0019634	0.0621

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; "ПДК" - ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ; "а" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

ЭРА v2.0 ТОО «РЕКОРД КОНСАЛТ»
3.1.3

Таблица

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на существующее положение

Манг обл., ТОО "Meerbusch", «Пункт сдачи нефти месторождения Кульжан. Расширение»

Код загр. веще- ства	Н а и м е н о в а н и е вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне- суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опас- ности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0.47222	18.81741
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0.17213	6.88004
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.002253	0.08986
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			3	0.001091	0.043654
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.001412	0.05647
	В С Е Г О:					0.649106	25.88742
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; "ПДК" - ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ; "а" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)							

IV. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИИ НОРМАТИВОВ ПДВ

4.1 Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу

В соответствии с нормами проектирования в Казахстане, для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе должен проводиться в соответствии с требованиями «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» Приложение № 18 к Приказу МОС № 100-П от 18.04.2008 г.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводился на программном комплексе «Эра» версии v2.0, разработчик фирма «Логос-Плюс» г. Новосибирск.

Расчет приземных концентраций в атмосферном воздухе вредных химических веществ, проведен в полном соответствии с методикой расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий, ОНД-86.

Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и соответствующего неблагоприятным метеорологическим условиям, принято в расчетах равным 200.

Расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены по всем источникам организованных и неорганизованных источников выбросов. При проведении расчетов учитывалась одновременность проведения технологических операций.

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

- уровни концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по всем источникам, полученные в узловых точках контролируемой зоны с использованием средних метеорологических данных по 8-ми румбовой розе ветров и при штиле;
- максимальные концентрации в узлах прямоугольной сетки;
- степень опасности источников загрязнения;
- поле расчетной площадки с изображением источников и изолиний концентраций.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосферный воздух проведен на 2023 год. Для проведения расчета рассеивания загрязняющих веществ взят расчетный прямоугольник, размером 7750x8000 м, с шагом расчетной сетки 250 м. Размеры расчетного прямоугольника и шаг расчетной сетки выбраны с учетом взаимного расположения оборудования площадки.

Координаты площадного источника заданы путем указания координат центра площадного источника, его ширины и длины.

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

Расчет рассеивания максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, образующихся от источников загрязнения на предприятии показал, что концентрация на уровне санитарно-защитной зоны не превысила допустимых нормативов.

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

Результаты расчетов с картами-схемами изолиний расчетных концентраций представлены в Приложении 9.

ЭРА v2.0 ТОО «РЕКОРД КОНСАЛТ»

Таблица 2.3

Таблица групп суммаций на существующее положение

Манг обл., ТОО "Meerbusch"

Номер группы суммации	Код загрязняющего вещества	Наименование загрязняющего вещества
1	2	3
28	0322 0330	Серная кислота (517) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
30	0330 0333	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Сероводород (Дигидросульфид) (518)
31	0301 0330	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
35	0330 0342	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)
39	0333 1325	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Формальдегид (Метаналь) (609)
71	0342 0344	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)
Пыли	2902 2908	Взвешенные частицы (116) Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)
	2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)

4.2 Анализ результатов расчета уровня загрязнения атмосферы

Анализ результатов расчетов рассеивания по месторождениям показывает, что превышение ПДК загрязняющих веществ на границе нормативной СЗЗ не наблюдается.

Результаты расчетов рассеивания:

Максимальная приземная концентрация 6,508 ПДК наблюдается по веществу 0301-диоксид азота.

Максимальная приземная концентрация 0,514 ПДК наблюдается по веществу 0304-оксид азота.

Максимальная приземная концентрация 0,284 ПДК наблюдается по веществу 0330-Сера диоксид.

Максимальная приземная концентрация 1,555 ПДК наблюдается по веществу 0337-Углерод оксид.

Максимальная приземная концентрация 0,366 ПДК наблюдается по веществу 2754-Алканы.

Максимальная приземная концентрация 0,652 ПДК наблюдается по веществу 0328- Сажа и т.д.

Максимальная приземная концентрация 6,508 ПДК наблюдается по оксиду азота.

По всем остальным ингредиентам концентрации значительно ниже предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами.

ЭРА v2.0 ТОО «РЕКОРД КОНСАЛТ»

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам
на существующее положение

Манг обл., ТОО "Meerbusch"

Код загр. веще- ства	Н а и м е н о в а н и е вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне- суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Выброс вещества г/с	Среднезве- шенная высота, м	М/ (ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		0.003656	2.0000	0.0091	-
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.01	0.001		0.00027	2.0000	0.027	-
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		0.81934	4.1089	2.0484	Расчет
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0.2	0.1		0.00024	3.5000	0.0012	-
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		0.286896	4.3127	1.9126	Расчет
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		8.950709	3.8114	1.7901	Расчет
0405	Пентан (450)	100	25		0.00002	2.0000	0.0000002	-
0410	Метан (727*)			50	331.99737	4.8825	6.6399	Расчет
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15			0.00184	2.0000	0.0001	-
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	26.26939	4.0034	0.5254	Расчет
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	8.133973	4.2891	0.2711	Расчет
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	1.5			0.2067487	2.7543	0.1378	Расчет
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		0.2098271	3.6097	0.6994	Расчет
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			0.02634102	4.8836	0.1317	Расчет
0621	Метилбензол (349)	0.6			0.1477383	3.5139	0.2462	Расчет
0627	Этилбензол (675)	0.02			0.00413497	2.7543	0.2067	Расчет
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		0.000006514	3.8992	0.6514	Расчет
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	1	0.5		0.000435	2.0000	0.0004	-
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	5	1.5		0.38449	3.3503	0.0769	-
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное,			0.05	0.003368	2.0000	0.0674	-

ЭРА v2.0 ТОО «РЕКОРД КОНСАЛТ»

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам
на существующее положение

Манг обл., ТОО "Meerbusch"

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2754	машинное, цилиндрическое и др.) (716*) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			1.8486018	3.8940	1.8486	Расчет
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		0.0026	2.0000	0.0052	-
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)	0.3	0.1		0.00026	2.0000	0.0009	-
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04	0.0042	2.0000	0.105	Расчет
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		5.02555	4.1181	25.1278	Расчет
0322	Серная кислота (517)	0.3	0.1		0.00055	3.5000	0.0018	-
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		0.648764	3.8959	1.2975	Расчет
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			0.0003615	2.9293	0.0452	-
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		0.00024	2.0000	0.012	-
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.2	0.03		0.00026	2.0000	0.0013	-
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.0657	3.8954	1.314	Расчет
Примечание. 1. Необходимость расчетов концентраций определяется согласно п.5.21 ОНД-86. Средневзвешенная высота ИЗА определяется по стандартной формуле: $\text{Сумма}(H_i \cdot M_i) / \text{Сумма}(M_i)$, где H_i - фактическая высота ИЗА, M_i - выброс ЗВ, г/с 2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - $10 \cdot \text{ПДКс.с.}$								

4.3 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу

Специальные мероприятия по снижению объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период нормирования не предусматриваются, так как зона загрязнения по группам суммации находится в пределах нормативной СЗЗ, а по всем остальным веществам концентрации ниже предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами.

4.4 Предложения по нормативам ПДВ

В связи с отсутствием превышения ПДК загрязняющих веществ на границе нормативной СЗЗ, выбросы всех источников предприятия принимаются в качестве нормативов ПДВ.

Предложения по нормативам ПДВ для ТОО «MEERBUSCH» по каждому ингредиенту на 2023 год представлены в таблице 3.6 в Приложении 1.

4.5 Санитарно-защитная зона

В соответствии с Санитарными правилами "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека", утвержденные приказом Исполняющего обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2023 года № ҚР ДСМ-2, объекты добычи нефти и газа относятся к предприятиям с СЗЗ **не менее 1000 м, класс опасности объекта – I.**

Расчетами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере установлено, что по всем ингредиентам и группам суммации на существующее положение на границе СЗЗ превышения приземных концентраций нет.

4.6 Мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ, обеспечивающих достижение значений нормативов ПДВ

Сокращение объемов выбросов и, вследствие этого, снижение приземных концентраций, обеспечивается комплексом технологических, специальных и планировочных мероприятий, составлены мероприятия при НМУ.

Анализ расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере показал, что по всем ингредиентам на границе нормативной СЗЗ приземные концентрации не превышают критериев качества атмосферного воздуха для населенных мест.

К основным мероприятиям, направленным на снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и обеспечивающим приземные концентрации в нормативных пределах, относятся:

- Обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов;
- высокий уровень автоматизации производственного процесса;
- дистанционный контроль;
- наличие и постоянное функционирование систем оперативного обнаружения газовыделений (системы аварийного оповещения и связи, контроля воздуха);
- размещение взрывоопасных производств в отдельных помещениях и на открытых площадках;
- применение оборудования, трубопроводов и приборов в коррозионно-стойком исполнении, обеспечение коррозионной защиты металлоконструкций;
- наличие сбросных систем;
- при аварийных ситуациях в централизованной системе энергоснабжения для выработки электроэнергии применяются резервные дизельные установки зарубежного производства, которые имеют выбросы оксида углерода, оксидов азота, углеводородов, сажи, формальдегида и бенз/а/пирена в 2-3,5 раза меньше, чем дизель-генераторы отечественного производства;
- все резервуары и дренажные емкости оборудованы дыхательными клапанами, которые рассчитаны на срабатывание при определенном давлении, выброс углеводородов в атмосферу происходит только при превышении установленного нормативами давления;
- для сокращения выбросов загрязняющих веществ на Пункте сбора нефти резервуары нефти объединены общей газовой обвязкой со сбросом газа, выделяющегося при дыхании, на общую свечу высотой 6 м;
- утилизация газа с использованием на собственные нужды в печах подогрева на месторождении, ГЗУ-1, ГЗУ-2, УПН, ЗУ-1, 2, 3, 4, 5, площадке ЭГГ, в котельных УПГ и вахтового поселка;
- с целью прекращения сжигания газа на факелах работает установка подготовки газа (УПГ) ТОО «Meerbusch»;
- использование в исправном техническом состоянии автотранспорта, для снижения выбросов загрязняющих веществ проверка на токсичность перед выездом на площадки предприятия;
- организация движения автотранспорта по территории месторождения и устройство автодорог между площадками предприятия, площадками

скважин использование поливомоечных машин для подавления пыли;

- использование в качестве топлива для автотранспорта неэтилированного бензина, что исключает выбросы в атмосферу тетраэтилсвинца;
- проведение мониторинговых наблюдений на источниках выбросов, на границе СЗЗ и подфакельных для соблюдения нормативов ПДВ и применение необходимых мер при наличии увеличивающихся концентраций загрязняющих веществ в приземном слое.

Защита оборудования, работающего под давлением, предусматривается установкой предохранительных клапанов, запорной арматуры, средств автоматического контроля, измерения и формирования технологических параметров. Герметичность систем технологического оборудования и трубопроводов обеспечивают следующие проектные решения:

- защита трубопроводов от механических повреждений за счет прокладки его подземно или наземно на опорах, усиленная антикоррозионная изоляция;
- подбор оборудования, запорной арматуры и предохранительных и регулирующих клапанов в строгом соответствии с давлениями, под которыми работает данное оборудование;
- применение оборудования с условием среды;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования и трубопроводов.

V. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ (НМУ)

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.

Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеоусловиях (НМУ) разрабатываются в соответствии с РД 52.04-85. При НМУ необходимо переходить на другой режим работы и сократить уровень выброса загрязняющих веществ в атмосферу примерно от 15 до 40%.

К неблагоприятным метеоусловиям относятся температурные инверсии, пыльные бури, штиль, туман, дымка.

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 Казгидромета о возможном опасном росте концентраций примесей в воздухе загрязняющих химических веществ, в связи с формированием неблагоприятных метеоусловий.

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

Оперативное прогнозирование высоких уровней загрязнения воздуха осуществляет подразделение Казгидромета Мангистауской области. Контроль выполнения мероприятий по сокращению выбросов в периоды НМУ проводит областное управление охраны окружающей среды.

РД 52.04.52-85 предусматривает разработку мероприятий для источников, дающих наибольший вклад в общую сумму загрязнения атмосферы.

Учитывая то, что выбросы загрязняющих веществ в атмосферу не превышают предельно допустимых значений, мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий разработаны только для двух режимов работы.

Первый режим работы

Мероприятия должны обеспечить сокращение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 15%. Мероприятия, проводимые для обеспечения первого режима работы, носят организационно-технический характер, не влекут за собой снижение производительности выпускаемой продукции и не требуют материальных затрат. К этим мероприятиям относятся:

- отмена всех профилактических и ремонтных работ на технологическом оборудовании на время НМУ;
- усиление контроля за соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм;
- запрет работы автотранспорта на холостом ходу;
- ограничение движения автотранспорта по территории месторождения и базы;
- усиление контроля за герметичностью технологического оборудования;
- ограничение въезда-выезда с автостоянки.

Снижение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое должно составлять:

- по первому режиму –20 %;
- по второму режиму –40 %;
- по третьему режиму –60 %.

В таблице 3.8 представлены «Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период НМУ» Приложение 10.

VI. КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Контроль за соблюдением нормативов ПДВ должен осуществляться в соответствии с рекомендациями РНД 211.3.01.06-97 (ОНД-90).

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность по результатам контроля возлагается на руководителя предприятия. Результаты контроля заносятся в журналы учета, включаются в технические отчеты предприятия, и учитываются при оценке его деятельности.

Контроль выбросов осуществляется силами предприятия, либо организацией, привлекаемой предприятием на договорных началах.

Контроль за соблюдением нормативов ПДВ может проводиться на специально оборудованных точках контроля на источниках выбросов и контрольных точках.

Контроль за источниками выбросов проводится двумя способами:

1) расчетными методами с использованием действующих в РК методик по расчету выбросов;

2) прямыми замерами концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны.

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на границе СЗЗ предлагается проводить в соответствии с «Руководством по контролю загрязнения атмосферы» (РД 52.04.186-89).

На данном предприятии метод контроля на источниках выбросов инструментальный и расчетный.

Все источники, выбрасывающие вещество, подлежащее контролю, делятся на две категории. К первой категории относятся источники, для которых при $C_m / ПДК > 0,5$ выполняются неравенства:

$M/ПДК > 0,01$ при $H > 10\text{ м}$;

$M/ПДК > 0,10$ при $H < 10\text{ м}$.

Источники первой категории, вносящие наиболее существенный вклад в загрязнение воздуха, подлежат систематическому контролю не реже 1 раза в квартал.

Все остальные источники относятся ко второй категории и контролируются эпизодически 1 раз в год.

План-график контроля выбросов на каждом источнике и контрольных точках с указанием методов контроля представлен в таблице 3.10. – Приложение 11.

VII. РАСЧЁТ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ВЫБРОСЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В ВОЗДУШНУЮ СРЕДУ ОТ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ

Для компенсации неизбежного ущерба естественным ресурсам, в соответствии с Экологическим кодексом РК №212-III от 09.01.2007г., вводятся экономические методы воздействия на предприятия по охране окружающей среды. В качестве таких мер с предприятия взимается плата за пользование природными ресурсами и плата за выбросы, сбросы и размещение загрязняющих веществ.

Платежи за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу рассчитываются согласно Кодексу Республики Казахстан - О налогах и других обязательных платежах в бюджет (Налоговый кодекс) – гл. 71 (ст. 492-495).

Ставки платы определяются исходя из размера месячного расчетного показателя, установленного на соответствующий финансовый год законом о республиканском бюджете (далее - МРП), с учетом положений пункта 7 настоящей статьи. Ставка МРП на 2021 г. составляет 2917 тенге.

Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ производился по утвержденным ставкам платы за эмиссии в окружающую среду, представленным в таблицах 7.1, 7.2., 7.3

Таблица 7.1. Ставки платы за выбросы 3В от стационарных источников

№ п/п	Виды загрязняющих веществ	Ставки платы за 1 тонну (МРП)	Ставки платы за 1 килограмм (МРП)
1.	Окислы серы	20	
2.	Окислы азота	20	
3.	Пыль и зола	10	
4.	Свинец и его соединения	3986	
5.	Сероводород	124	
6.	Фенолы	332	
7.	Углеводороды	0,32	
8.	Формальдегид	332	
9.	Окислы углерода	0,32	
10.	Метан	0,02	
11.	Сажа	24	
12.	Окислы железа	30	
13.	Аммиак	24	
14.	Хром шестивалентный	798	
15.	Окислы меди	598	
16.	Бенз(а)пирен		996,6

Ставки платы за выбросы загрязняющих веществ от сжигания попутного и (или) природного газа в факелах, осуществляемого в установленном законодательством Республики Казахстан порядке

№ п/п	Виды загрязняющих веществ	Ставки платы за 1 тонну (МРП)
1.	Углеводороды	44,6
2.	Окислы углерода	14,6
3.	Метан	0,8
4.	Диоксид серы	200
5.	Диоксид азота	200
6.	Сажа	240
7.	Сероводород	1240
8.	Меркаптан	199320

Расчет платежей за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников приведен в общей таблице 7.3.

**Расчёт платы за выбросы 3В в атмосферу от стационарных источников
ТОО «Meerbusch» на 2023 год**

Код 3В	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества, т/год, (М)	Ставка платы за 1 тонну Н, МРП	МРП, тенге	Плата за выбросы Сi, тенге
1	2	3	4	5	6
123	Железо (II, III) оксиды	0.018392	30	3063	1690
143	Марганец и его соединения	0.00142304	0	3063	0
301	Азота (IV) диоксид (4)	29.9417778	20	3063	1834233,3
304	Азот (II) оксид (6)	4.9458856	20	3063	302984,9
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота,	0.0000075	0	3063	0
322	Серная кислота (527)	0.000018	0	3063	0
328	Углерод (593)	1.4496168	24	3063	106564,2
330	Сера диоксид (526)	2.821561	20	3063	172848,8
333	Сероводород (Дигидросульфид) (528)	0.00087081	124	3063	330,7
337	Углерод оксид (594)	59.7482884	0,32	3063	58562,8
342	Фтористые газообразные соединения	0.00129	0	3063	0
344	Фториды неорганические плохо растворимые	0.0013	0	3063	0
0405	Пентан (450)	0.00076	0,32	3063	0
410	Метан (734*)	40.025275	0,02	3063	2451,9
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	121.508337	0,32	3063	119097,6
416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	17.337165	0,32	3063	16993,1
501	Пентилены	0.003874	0,32	3063	3,7
602	Бензол (64)	0.164214	0,32	3063	160,9
616	Диметилбензол	0.0508485	0,32	3063	49,8
621	Метилбензол (353)	0.103525	0,32	3063	101,4
627	Этилбензол (687)	0.0000776	0,32	3063	0
703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000311392	996600	3063	99055
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0.010926			0
1325	Формальдегид (619)	0.5869583	0.28617	3063	514,4
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	7.818756	0,32	3063	7663,6
2735	Масло минеральное нефтяное	0.0161273	0,32	3063	0
2754	Углеводороды предельные C12-19	7.41502192	0,32	3063	7267,9
2902	Взвешенные частицы (116)	0.004867	10	3063	149
2930	Пыль абразивная (Корунд белый,	0.007862	10	3063	240,8
2908	Пыль неорганическая: 70- 20% двуокиси кремния	0.0013	10	3063	39,8
					2731003,6

Расчёт платы за выбросы ЗВ в атмосферу при сжигании газа на факельных установках ТОО «Meerbusch» на 2023 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества, т/год, (М)	Ставка платы за 1 тонну Н, МРП	МРП, тенге	Плата за выбросы Сі, тенге
1	2	3	4	5	6
301	Азота (IV) диоксид	0,346597	200	3063	212325
304	Азот (II) оксид	0,056	200	3063	34306
328	Углерод черный (Сажа)	0,289	240	3063	212449
337	Углерод оксид	2,89	0,8	3063	7082
410	Метан	0,354	0,02	3063	22
	В С Е Г О :				466184

Планируемая плата за выбросы загрязняющих веществ в 2023 г. приведены по ставкам на 2023 г.:

- от стационарных источников ТОО «Meerbusch» – **2731003,6 тенге;**
- от факельных установок – **466184 тенге;**

Действительная сумма платежей за неизбежный ущерб и загрязнение атмосферного воздуха в результате хозяйственной деятельности ТОО «Meerbusch» может отличаться от приведенных выше расчетов, т.к. при составлении отчетов будут определяться фактические объемы выбросов ЗВ, которые могут отличаться от установленных нормативов выбросов. Кроме того, на перспективу изменятся и базовые ставки платежей за загрязнение природной среды.

Таким образом, по результатам отчетов предприятия на соответствующий год потребуется пересчет платежей за эмиссии в окружающую среду.

Перечень используемых источников

1. «Экологический кодекс РК»
2. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года №63).
3. Рекомендации по оформлению и содержанию проектов нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для предприятия РК. РНД 211.2.02.02-97.
4. Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека", утвержденные приказом Исполняющего обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2023 года № ҚР ДСМ-2.
5. Методические указания. Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях. РД 52.04.52-85. Н., 1986.
6. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок. Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
7. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005. Расчеты по п. 6-8.
8. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий (раздел 3) Приложение №3 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
9. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от предприятий дорожно-строительной отрасли (раздел 4). Приложение №12 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
10. Методическое пособие по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов". Астана, 2005 г.
11. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005.



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

14.07.2007 года

01048F

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "ЕКО AIR"

070003, Республика Казахстан, Восточно-Казахстанская область, Усть-Каменогорск Г.А., г.Усть-Каменогорск, СОЛНЕЧНАЯ, дом № 4., БИН: 050940002909

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия индивидуального идентификационного номера физического лица))

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Комитет экологического регулирования, контроля государственной инспекции в нефтегазовом комплексе
Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель

(уполномоченное лицо)

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи

Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Астана



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01048Р

Дата выдачи лицензии 14.07.2007 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О р и уведомлениях»)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "ECO AIR"

070003, Республика Казахстан, Восточно-Казахстанская область, Усть-Каменогорск Г.А., г.Усть-Каменогорск, СОЛНЕЧНАЯ, дом № 4БИН 050940002909

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица полностью фамилия, имя отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная баз

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О рещениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетической Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

Срок действия

Дата выдачи приложения

14.07.2007

Место выдачи

г.Астана