

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«JASYL ENERGY»

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«АЗИЯ ФИНАНС КОНСАЛТИНГ»



**ПРОЕКТ
НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ (НДВ)
ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АСАНКЕТКЕН
ТОО «JASYL ENERGY» НА 2026Г (корректировка)**

Директор
ТОО «Азия Финанс
Консалтинг»



Әжіғали Д.Х.

Атырау, 2026 г.

3. АННОТАЦИЯ

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух разработан для **месторождения Асанкеткен на 2026г (корректировка)**.

Проект разработан Товариществом с ограниченной ответственностью «Азия Финанс Консалтинг» на основании договора.

Проект включает в себя:

- общие сведения о предприятии;
- краткую природно-климатическую характеристику района;
- характеристики основных стационарных источников загрязнения атмосферного воздуха;
- теоретические расчёты выбросов загрязняющих веществ в атмосферу;
- мероприятия по снижению выбросов в период НМУ;

расчёт рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, выполненный на программном комплексе "ЭРА" версии 4.0;

- предложения по установлению нормативов НДВ;

Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) для месторождения Асанкеткен ранее был разработан на 2026 год. В связи с увеличением объёмов добычи нефти и газа выполняется корректировка проекта НДВ на период с 01.09.2026г по 31.12.2026г.

Месторождение Асанкеткен

В период промышленной эксплуатации месторождения Асанкеткен от основного технологического оборудования загрязнение атмосферного воздуха будет производиться 59 источниками выбросов ЗВ, в т.ч. 33 – неорганизованными и 26 организованными.

Суммарный выброс загрязняющих веществ при этом составит – **53,31051 т/год**, из них твердые – **0,850351 т/год**, газообразные, жидкие – **52,46016 т/год**.

Основные выбросы происходят от дымовых труб газопоршневых электрогенераторов, дизельгенератора и печей подогрева нефти и воды; дежурной горелке, дыхательной системы резервуарного парка.

Расчеты максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосфере произведены по унифицированной программе расчета загрязнения атмосферы выполненный на программном комплексе "ЭРА" версии 4.0.

В составе проекта нормативов НДВ приведен расчет рассеивания загрязняющих веществ (ЗВ) по всем ингредиентам. Результаты расчёта рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере показали, что на границе санитарно-защитной зоны предприятия превышения допустимых концентрации по всем веществам не наблюдается, в связи с чем, выбросы приняты в качестве допустимых величин.

Предлагается установить следующие нормативы НДВ в атмосферу для источников выбросов на промышленной площадке месторождения Асанкеткен:

Таблица 1 - Перечень загрязняющих веществ от стационарных источников в атмосферу на 2026 год (01.09.2026г-31.12.2026г)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	3,3545	19,05355	476,33875
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,5451	3,09618	51,603
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,15794	0,85033	17,0066
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,35624	1,906355	38,1271
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,006178	0,006453	0,806625
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	2,53396	11,675874	3,891958
0410	Метан (727*)				50		0,12698	0,12828	0,0025656
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		7,42778	7,51845	0,150369
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		2,74733	2,78068	0,09268933
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,03596	0,03671	0,3671
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,07395	0,01362	0,0681
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,02224	0,02297	0,03828333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,00000034	0,000021002	21,002
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,036	0,19006	19,006
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,0625	0,0023	0,0023
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	1,3158800015	6,0286781729	6,02867817
	В С Е Г О :						18,8025383	53,31051	634,532118
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

4. СОДЕРЖАНИЕ

3. АННОТАЦИЯ	2
4. СОДЕРЖАНИЕ	4
5. ВВЕДЕНИЕ	5
6. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ	6
6.1 Почтовый адрес оператора	15
6.2 Карта-схема объекта	15
6.3 Ситуационная карта-схема района	15
7. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	16
8. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ, КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ.....	17
8.1 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования	17
8.2 Краткая характеристика существующих установок очистки газа, укрупненный анализ их технического состояния и эффективности работы	21
8.3 Оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню в стране и мировому опыту	22
8.4 Перспектива развития производства	22
8.5 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ	22
8.6 Характеристика аварийных и залповых выбросов	22
8.7 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу	22
8.8 Обоснование полноты исходных данных принятых для расчета НДВ	24
9. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ.....	25
9.1 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ	25
9.2 Расчет приземных концентрации (результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы)25	25
9.3 Предложения по нормативам допустимых выбросов по каждому источнику и ингредиенту	28
9.4 Обоснование возможности достижения нормативов с учетом использования малоотходной технологии	45
9.5 Данные о пределах области воздействия	45
9.6 Уточнение границ области воздействия объекта	45
10. МЕРОПРИЯТИЕ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ.....	46
11. КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ.....	48
11.1 Контроль за выбросами от источников загрязнения атмосферы	48

ПРИЛОЖЕНИЕ

№1	Таблицы ЗВ с программы ЭРА
№2	Расчет валовых выбросов загрязняющих веществ по источникам
№3	Результаты расчета полей приземных концентраций ЗВ и карты рассеивания
№4	Исходные данные
№5	Справка РГП Казгидромет
№6	Контракт на недропользование
№7	Заключение, протокол ПРППГ
№8	Паспорт оборудования
№9	Лицензия проектной организации

5. ВВЕДЕНИЕ

Проект нормативов НДВ разработан на основании нормативно – правовых актов Республики Казахстан, базовыми из них являются следующие:

- «Экологический кодекс РК» от 02.01.2021 г.;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду»;
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» №КР ДСМ-2 от 11 января 2022г.;
- РНД 211.2.02.02-97 «Рекомендациями по оформлению и содержанию проекта нормативов ПДВ для предприятий».

При разработке проекта НДВ использованы исходные данные, подтвержденные природопользователем, нормативные документы, инструкции и методические рекомендации по нормированию качества атмосферного воздуха, указанные в списке использованной литературы.

Проект нормативов НДВ выполнен компанией ТОО «Ашық Жол Сервис», имеющей государственную лицензию 01917Р от 14.04.2017г., выданную Министерством Энергетики Республики Казахстан. Лицензия выдана на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды, в состав которых входит природоохранное проектирование, нормирование.

Разработчик	Заказчик
<p>ТОО «Азия Финанс Консалтинг» Юр. адрес: РК, г. Атырау, мкр. Ардагер, ул.Айтуар би 12</p> <p>Фактический адрес: РК, г. Атырау, мкр. Ардагер, ул.Айтуар би 12 e-mail: gaini.s@mail.ru Банковские реквизиты: БИН: 100 640 0001 086 ИИК (KZT): KZ4285622031034999 Кбе 17 Филиал АО «Банк ЦентрКредит» в г.Атырау тел: +7 702437 3054</p> <p>Директор: Сайынов Н.Ж.</p>	<p>ТОО «Jasyl Energy» РК, г.Алматы, ул. Сатпаева 18«А» БИН 220340025060</p> <p>Директор: Аблаев К.Ж.</p>

6. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

Право недропользования по Контракту № 1117 от «04» марта 2003 г. перешло к ТОО «JasyEnergy» от ТОО «5A OIL (5A ОИЛ)» (прежнее наименование – ТОО «Самек Интернешнл» и ТОО «Манаш Петролеум»), на основании Дополнения № 27 (регистрационный № 5344-УВС от «19» июня 2024 г.) к вышеназванному Контракту.

Горный отвод месторождения Асанкеткен расположен в пределах блока XXVII-14-F в Жылыойском районе Атырауской области площадью 1,28 кв.км. Глубина Горного отвода – «минус» 1390,0 м.

В 2005-2007 гг. ТОО «Самек Интернешнл» в южной части блока Е проведены сейсморазведочные работы МОГТ-2Д, с целью изучения геологического строения и выявления перспективных локальных структур на нефть и газ.

По результатам вышеназванных работ построены структурные карты по отражающим горизонтам: ОГ-III, ОГ-V, ОГ-VI и ОГ-PII. В 2007-2010 гг. на блоке «А» и на площадях Бек-Беке, Кузбак, Акатколь и Сагиз, расположенных в пределах блока «Е», проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3Д компанией НПФ «ДАНК».

По результатам интерпретации вышеприведенных работ были построены структурные карты по отражающим горизонтам: ОГ-III, ОГ-V, ОГ-VI и кровле продуктивного горизонта ОГ-Ю-V, а также была выявлена структура Асанкеткен.

В 2010 г. АО «АктюбНИГРИ» был разработан «Проект на проведение поисковоразведочных работ», согласованный МТД «ЗапКазНедра». В рамках проектного документа, для изучения геологического строения разреза и оценки нефтегазоносности пермотриасовых отложений, на структуре Асанкеткен проектировалось бурение одной независимой (АСК-1) и трех зависимых (АСК-2, АСК-3 и АСК-4 поисково-разведочных скважин, глубинами 3500 м.

Месторождение Асанкеткен открыто скважиной АСК-1, пробуренной в 2011 г., в которой при опробовании интервала 1294-1297 м, приуроченного к среднеюрским отложениям (горизонт Ю-V), был получен приток нефти дебитом до 5,5 м³/сут.

По техническим причинам, проектный пермотриасовый горизонт в скважине не был вскрыт.

В 2011 г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» разработан «Проект поисковых работ на структуре Асанкеткен в пределах блока Е». В рамках проектного документа было предусмотрено бурение проектных разведочных скважин АСК-Ю1 и АСК-Ю2 на юго-западном крыле структуры проектными глубинами 1350 м, а также уточнено местоположение ранее запроектированных зависимых скважин АСК-2, АСК-3 и АСК-4. На проектные скважины возлагалась задача прослеживания залежей нефти, установленной в скважине АСК-1.

В декабре 2011 г. пробурена зависимая скважина АСК-2, которая закончена бурением при забое 3412 м. В результате бурения скважины перспективность триасовых отложений не подтвердилась. В юрских отложениях были установлены нефтенасыщенные коллектора, приуроченные к залежи Ю-V продуктивного горизонта, как и в скважине АСК-1.

В 2012 г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Асанкеткен, который был утвержден ГКЗ Республики Казахстан. Вышеназванный отчет выполнен на основании данных сейсморазведки МОГТ-3Д, бурения и опробования скважин АСК-1 и АСК-2 по Ю-V продуктивному горизонту.

В 2012 г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» на основании вышеназванного оперативного подсчета запасов нефти и газа, разработан «Проект пробной эксплуатации месторождения Асанкеткен», который был согласован ЦКРР и утвержден КГиН МИиНТ Республики Казахстан, сроком на 2 (два) года – 2013-2014 гг.

Пробная эксплуатация месторождения проводилась в период с августа 2013 г. по октябрь 2014 г.

В 2013 г., в рамках реализации задач по доразведке месторождения, поставленных в проекте пробной эксплуатации, на участке Асанкеткен проведены детальные

сейсморазведочные работы МОГТ-3Д, в объеме 20,71 кв.км полнократной съемки. По результатам проведенных геологоразведочных работ и пробной эксплуатации месторождения, в 2013 г. составлен отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Асанкеткен Атырауской области Республики Казахстан, который был утвержден ГКЗ Республики Казахстан.

В 2014 г. подготовлен первый проектный документ на промышленную разработку месторождения «Технологическая схема разработки месторождения Асанкеткен, который согласован ЦКРР и утвержден КГиН МИиНТ Республики Казахстан.

Месторождение Асанкеткен вступило в промышленную разработку «20» октября 2014 года.

В 2015 г. составлен отчет «Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Асанкеткен. В рамках отчета уточнены проектные технологические показатели разработки месторождения на 2015 г.

В 2018 г. был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Асанкеткен.

На основании и рекомендации вышеназванного отчета (10), была введена в эксплуатацию на I-й эксплуатационный объект (Ю-V горизонт) из бурения скважина АСК-4.

В 2019 г. был подготовлен проектный документ «Проект разработки месторождения Асанкеткен, который был согласован ЦКРР.

В рамках проектного документа, по рекомендуемому варианту разработки 3, проектные технико-экономические показатели разработки месторождения утверждены на 2019-2028 гг. Вместе с тем, в рамках согласованного проектного документа, ранее выделенные два эксплуатационных объекта (продуктивные горизонты Ю-IV «Б» и Ю-V) были объединены в единый эксплуатационный объект.

В 2021 г. составлен отчет «Авторский надзор за реализацией Проекта разработки месторождения Асанкеткен (по состоянию изученности на 01.07.2021 г.)». В рамках отчета было установлено, что причиной недостижения проектных показателей разработки является отсутствие ввода в эксплуатацию проектной скважины АСК-5 из бурения, ввиду чего рекомендовано составление отчета по анализу разработки месторождения, в рамках которого предлагалось перенести сроки бурения и ввода в эксплуатацию проектных скважин АСК-3 и АСК-5.

Эксплуатационная наклонно-направленная скважина АСК-5 была завершена бурением в декабре 2021 г. и введена в эксплуатацию на Ю-V продуктивный горизонт в январе 2022 г.

В 2022 г. ТОО «ViridiNavitas» составлен отчет «Анализ разработки месторождения Асанкеткен, который согласован ЦКРР. В рамках отчета уточнены проектные технико-экономические показатели разработки месторождения на период 2023-2024 гг., при этом проектная нефтеотдача достигает 37,0 %, что больше утвержденной ГКЗ Республики Казахстан величины 32,8 %. С целью вовлечения в разработку участков, не охваченных дренированием, рекомендована к бурению наклоннонаправленная скважина АСК-6.

Назначение проектной наклонно-направленной скважины АСК-3 было изменено с нагнетательной на добывающую.

Наклонно-направленные скважины АСК-6 и АСК-3 были пробурены в августе и октябре 2023 г. и введены в эксплуатацию в сентябре и ноябре 2023 г., соответственно.

В 2024 г. ТОО «Научно-производственный центр» составлен отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Асанкеткен Атырауской области Республики Казахстан, который был утвержден ГКЗ Республики Казахстан.

На основании утвержденного ГКЗ Республики Казахстан вышеупомянутого отчета по пересчету запасов УВС (15), разработано Дополнение к проектному документу на продолжение промышленной добычи на месторождении Асанкеткен.

Месторождение Асанкеткен в административном отношении расположено в Жылыойском районе Атырауской области Республики Казахстан.

Географически площадь находится в юго-восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины. В тектоническом отношении площадь приурочена к Актюбинско-Астраханской зоне поднятий.

Ближайшими населенными пунктами являются г. Атырау (200 км), железнодорожная станция Кульсары (35 км).

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются: на северо-востоке месторождение Айранколь, на северо-западе месторождения Корсак и Ботахан.

В геоморфологическом отношении район месторождения представляет собой равнинную солончаковую низменность. Абсолютные отметки дневной поверхности от 0 -10 до -16м.

Климат в районе работ резкоконтинентальный, с годовыми колебаниями температуры (от +45° летом до -30° зимой) и низкой влажностью. Осадки выпадают преимущественно в осенне-весенний период в количестве 150-230мм. Резкая континентальность и засушливость климата обуславливают бедность территории поверхностными водами. Гидрографическая сеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют.

Населенные пункты связаны между собой грунтовыми дорогами и частично дорогами с асфальтовым и гравийно-щебеночным покрытием.

Северо-западнее месторождения Асанкеткен протекает река Эмба, разливающаяся в период весеннего половодья и пересыхающая летом. Водоснабжение населенных пунктов осуществляется по водопроводу из реки Урал, обеспечение технической водой – из добывающих скважин.

Электроснабжение на месторождении Асанкеткен осуществляется за счет автономных источников – газопоршневых генераторов электричества (ГПЭС) и резервных дизельных электрогенераторов (ДЭС).

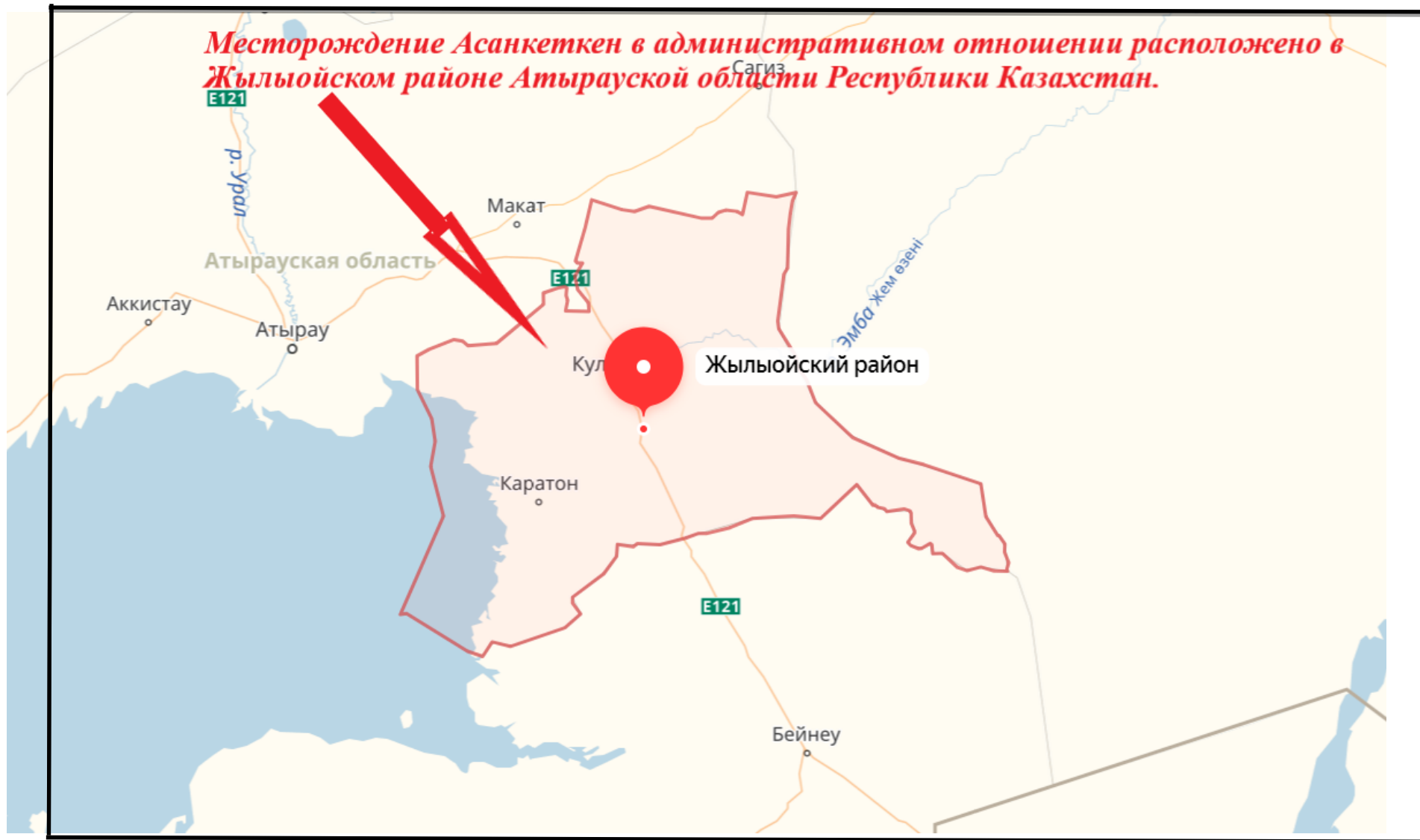
На рассматриваемой территории промышленных зон, лесов, сельскохозяйственных угодий, транспортных магистралей, селитебных территорий, зон отдыха, территории заповедников, ООПТ, музеев, памятников архитектуры, санаториев, домов отдыха отсутствуют.



Рис.1. Обзорная карта района работ (Масштаб 1:1 000 000)



Ситуационная карта-схема м/р Асанкеткен



Существующая система сбора, подготовки и транспорта готовой продукции

В мае 2013 г. было завершено обустройство месторождения Асанкеткен, которое состоит из установки подготовки нефти (УПН), обустройства скважин, вахтового поселка, внутрипромысловой автодороги и др.

Сбор и транспорт нефти после ввода установки подготовки нефти (УПН) в период промышленной добычи месторождения Асанкеткен, осуществляется по лучевой, герметизированной напорной системе: газожидкостная смесь из скважин подогревается на устье скважины в теплообменнике из двойных труб до 45 °С во избежание образования парафина в трубопроводах и по выкидным линиям поступает на площадку манифольдного блока, регулируемого через разные штуцера и далее – поступает через групповую замерную установку типа «СПУТНИК», где ведется учет поступающей жидкости, в блочный трехфазный нефтегазовый сепаратор НГСВ-2-1.4-1600, объемом $V = 12,5 \text{ м}^3$ под давлением 0,3 МПа, где происходит фазовая сепарация нефти от газа и воды.

Рабочая линия поступает в блочно-модульный трехфазный нефтегазовый сепаратор со сбросом пластовой воды НГСВ-1-1.6-2000-2, объемом $V = 25 \text{ м}^3$ под давлением 0,3 МПа, далее по основному коллектору с продукцией нефтяных скважин проходят через путевой подогреватель нефти ПП-0,63А, где нагревается до 85 °С.

Нефтяная эмульсия после НГСВ-2-1.0-2000-1 ($V = 25 \text{ м}^3$), направляется под собственным давлением в емкость-отстойник, объемом $V = 63 \text{ м}^3$, для отстаивания воды.

После, нефть проходит через отстойник № 2 и откачивается в вертикальный резервуар РВС-1000 м^3 , при условии качества нефти, соответствующей товарной или на РСН-100 м^3 горизонтальный.

После этого нефть откачивают при помощи насосов в автоцистерны. Для налива нефти в автоцистерны предназначена наливная эстакада, состоящая из: площадки налива, вертикального стояка и запорной арматуры. Подача нефти из резервуара на наливную эстакаду осуществляется при помощи блока для автоналива.

Отделившаяся попутная пластовая вода с трехфазового сепаратора направляется под собственным давлением на входной подогреватель жидкости ПП-0,63А косвенного нагрева, с температурой нагрева до 85 °С. Далее вода поступает на емкость РСН-100 м^3 , где производится замер объема воды.

Далее, подготовленная вода закачивается в пласты через нагнетательные скважины насосами НБ-125ИЖ и Триплекс 3D3К.

Сепарированный газ пропускается через вертикальный газовый сепаратор для отбивки жидких фаз и, где давление газовой линии снижается до 300 мбар при помощи регулятора газа ГРПШ, далее газ, используется в качестве топлива для технологического оборудования УПН и используется для обеспечения технологических нужд факельной установки (дежурная горелка).

Система сбора и подготовки включает следующие основные компоненты, такие как:

- Выкидные линии на опорах высотой от земли 0,7 м, с теплоизоляцией минеральной ватой и покрытые сверху оцинкованным листом. Вдоль выкидных линий смонтирована линия горячей воды, которая доставляет горячую воду от бойлера горячей воды на устьевой теплообменник из двойных труб, где температура добытой нефтегазовой жидкости постоянно поддерживается выше температуры застывания – 36 оС, для предотвращения образования парафина в выкидных линиях;

- Автоматизированная групповая замерная установка – трехфазный сепаратор НГСВ-2-1.4-1600, объемом $V=12,5 \text{ м}^3$, предназначенный для автоматического периодического определения дебитов нефтяных скважин по жидкости и контроля за работой нефтяных скважин. Сепаратор оборудован счетчиками газа, нефти и воды;

- Блок дозирования химического реагента БДР типа «ОЗНА»;

- Бойлер горячей воды Erensan NAR 250 с газовой вентиляторной горелкой RS 28, мощностью 250 000 ккал/час;

- Подогреватель входной жидкости косвенного нагрева ПП-0,63А, температура нагрева продукта до 85 °С – 2 ед.;

- Подогреватель пластовой (нагнетаемой) воды косвенного нагрева ПП-0,63А, температура нагрева продукта до 85 оС – 1 ед.;
- Горизонтальный трехфазный нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ-2-1.0-2000-1, объемом $V = 25 \text{ м}^3$;
- Сепаратор газа ГС-1.6, рабочее давление 0,3 МПа;
- ГРПШ 0.7-У1 – шкаф для регулирования давления газа.

Регулированный газ используется как топливо на газовом генераторе электричества, бойлере горячей воды и на подогревателе нефти;

- Газовые генераторы электричества «SHENGDONG» модели 260GF-PwT, мощностью 260 кВт – 2 ед. (один основной и второй – резервный), и дизель-генератор «Caterpillar 3406C» (320/400 кВт/кВА);

• Факельная газовая линия, в комплекте с конденсатосборником. Вертикальная высотная факельная установка. Предусмотрена пилотная горелка и огнепреградитель;

• Хранение жидкостей. Резервуар РВС-1000 м³ с обогревом и теплоизоляцией – 1 ед., далее в зависимости от объемов добычи возможен монтаж 2-ой РВС-1000 м³. Емкости РГСН объемами 100 м³ (вода) – 3 ед. и 100 м³ (нефть) – 3 ед.;

• Обессоливания накопленной нефти – промывается пресной водой, для этого предусмотрена емкость РГСН-100 м³ для хранения пресной воды;

- Отстойник для пластовой воды ОВ-63 м³ (Отстойник ОВ-63-1.6);
- Технологические циркуляционные насосы типа КМ 66-80-170-Е – 2 ед., для перекачки нефти в РВС-1000 м³;

Насосы для нагнетания пластовой воды НБ-125 и Триплекс 3D3К;

• Механическая сливно-наливная установка типа АСН-2В (О-КМ-1) У2 (953.00.00.00.00-02/196.03.00.00) – 2 ед.;

• Емкость для хранения дизельного топлива для электрогенераторов, объемом $V = 25 \text{ м}^3$;

• Подземная дренажная емкость для опорожнения основного технологического оборудования, с погружным насосом ЕП-5-2000-1-2, объемом $V = 5 \text{ м}^3$ – 2 ед.;

Динамика изменения переработки/утилизации сырого газа

В 2014 г. была разработана «Программа развития переработки попутного газа на этапе промышленной разработки месторождения Асанкеткен на 2014-2016 гг.», которая была рассмотрена и утверждена Рабочей группой по выработке предложений по утверждению Программ развития переработки попутного газа, внесению изменений и дополнений в утвержденные Программы переработки попутного газа МЭ РК (Протокол №3.1 от 09 октября 2014 г.).

В утвержденной «Программе развития переработки попутного газа...» использование сырого газа предусмотрено вести с учетом ранее принятых и реализованных в период пробной эксплуатации месторождения проектных решений по использованию сырого газа для собственных нужд промысла (использование газа в качестве топлива в подогревателе входящей жидкости ПП-0.63А, бойлер горячей воды Erensan NAR 250, газопоршневых генераторах электричества 260GF-PwT (ГПЭС – 1, -2)).

В дополнение к ранее принятым в период пробной эксплуатации проектным решениям, была предусмотрена установка подогревателя нагнетаемой воды ПП-0.63А и эксплуатация его в холодное время года, а также предусмотрена установка резервного подогревателя ПП-0.63А, который при необходимости может заменять основные подогреватели входящей нефти и нагнетаемой воды, и дополнительного резервного газового генератора электричества 260GF-PwT (ГПЭС–3) мощностью 260 кВт. Установка дополнительного и резервного оборудования была предусмотрена на осень 2014 г.

Проектными решениями утвержденной «Программы развития переработки попутного газа при промышленной разработке месторождения Асанкеткен на 2014-2016 гг.», в связи с ожидаемым недостатком сырого газа с середины 2015 г. был предусмотрен перевод на жидкое топливо (нефть) подогревателей входящей жидкости и нагнетаемой воды.

Сжигание технологически неизбежного объема газа было предусмотрено на факельной установке при эксплуатации ее в дежурном режиме (дежурная горелка и продувка) в целях соблюдения мер промышленной безопасности при подготовке сырой нефти на УПН.

В процессе реализации «Программы развития переработки попутного газа при промышленной разработке месторождения Асанкеткен на 2014-2016 гг.» предусмотренные дополнительный резервный газовый генератор электричества модели 260GF-PwT мощностью 260 кВт (ГПЭС-3) и резервный подогреватель ПП-0.63А не были установлены с недостатком сырого газа. По этой же причине в первой половине 2015 г. подогреватели входящей жидкости и нагнетаемой воды ПП-0.63А были переведены на жидкое топливо, а в январе 2016 г. бойлер горячей воды Erensan NAR 250 был выведен из эксплуатации.

Таким образом, с января 2016 г. единственными потребителями сырого газа являлись газовые генераторы электричества 260GF-PwT (ГПЭС – 1,2), эксплуатация которых производится попеременно.

Сжигание технологически неизбежного объема газа, как и предусмотрено утвержденной «Программой...», производилось на факельной установке при эксплуатации ее в дежурном режиме (дежурная горелка и продувка).

В связи с завершением срока действия утвержденной программы на период 2014-2016гг. была разработана «Программа развития переработки попутного газа на этапе промышленной разработки месторождения Асанкеткен на 2017-2019 гг.», которая была рассмотрена и утверждена Рабочей группой по выработке предложений по утверждению Программ развития переработки попутного газа, внесению изменений и дополнений в утвержденные Программы переработки попутного газа МЭ РК (Протокол №9 от 13 декабря 2016 г.).

Проектными решениями «Программы...» предусмотрено использования сырого газа на собственные нужды в качестве топлива для газопоршневых электрогенераторов 260GF-PwT (ГПЭС-1, -2), которые являлись единственными потребителями сырого газа.

Сжигание технологически неизбежного объема газа предусмотрено на факельной установке, при эксплуатации ее в дежурном режиме (дежурная горелка) в целях соблюдения мер промышленной безопасности при подготовке нефти на УПН.

В 2019 г., в связи утверждением «Анализа разработки месторождения Асанкеткен», 2018г. с уточненными проектными показателями разработки на 2018-2020 гг., была разработана «Программа развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Асанкеткен на 2019-2020 годы», которая была рассмотрена и 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 №3/1 от 08 февраля 2019 г.).

Проектными решениями «Программы...», в связи увеличением объема добываемого сырого газа, предусмотрено в 2019 г., дополнительно к газопоршневым электрогенераторам 260GF-PwT (ГПЭС-1, -2), ввести в эксплуатацию с января 2019 г. дополнительный подогреватель входящей жидкости ПП-0.63А на газовом топливе, а также повторно ввести в эксплуатацию с февраля 2019 г. бойлер горячей воды Erensan NAR 250, который будет использоваться в зимние месяцы.

В целях снижения объемов технологически неизбежного сжигания газа при эксплуатации факельной установки в дежурном режиме в 2019 г. предусмотрена замена ранее установленной факельной установки на факельную систему с более низким объемом сжигания газа при ее работе в дежурном режиме.

В январе 2019 г. все проектные решения по вводу дополнительного подогревателя входящей жидкости ПП-0.63А на газовом топливе и повторному вводу в эксплуатацию бойлера горячей воды Erensan NAR 250 были выполнены, также в марте 2019 г. была заменена факельная установка.

Таким образом, в 2020 г. потребителями сырого газа являлись газовые генераторы электричества 260GF-PwT (ГПЭС – 1,2), подогреватель входящей нефти ПП-0.63А и бойлер горячей воды Erensan NAR 250.

Сжигание технологически неизбежного объема газа, как и предусмотрено утвержденной «Программой...», производилось на факельной установке при эксплуатации ее в дежурном режиме (дежурная горелка).

6.1 Почтовый адрес оператора

*Заказчик: Юридический адрес предприятия:
РК, г.Алматы, ул. Сатпаева 18«А»
Адрес объекта:
Атырауская область, Макатский район.,*

6.2 Карта-схема объекта

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

6.3 Ситуационная карта-схема района

Ситуационная карта-схема района расположения промплощадок приведена в приложении.

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

Климат района расположения объекта резко континентальный, аридный, основными чертами которого являются преобладание антициклонических условий, резкие температурные изменения в течение года и суток, жесткий ветровой режим и дефицит осадков. Континентальность климата незначительно смягчается в прибрежной полосе под влиянием Каспийского моря.

Температура воздуха. Температура воздуха является одной из основных характеристик климата. Режим температуры воздуха исследуемой области характеризуется большой контрастностью и резкостью сезонных и межгодовых колебаний, значительной суточной и годовой амплитудой. Характерным является также преобладание теплого периода над холодным. Продолжительность безморозного периода составляет около полугода для севера региона и увеличивается к югу. Среднегодовая температура воздуха составляет 9-11 °С, при этом она увеличивается с севера на юг и от моря к побережью.

Атмосферные осадки и влажность воздуха. Рассматриваемая территория относится к числу районов, недостаточно обеспеченных осадками. Колебания количества осадков могут быть значительны от года к году и от месяца к месяцу. Во влажные месяцы осадков может выпасть до двух месячных норм, а в засушливые – менее 20% от месячной нормы или не выпасть вообще.

Большая часть осадков (около 65-70%) выпадает в виде дождя, около 10-15% осадки носят смешанный характер (дождь, снег) и около 15-20% осадков выпадает в виде снега.

Среднее годовое количество осадков составляет 150-200мм. Максимальное годовое количество осадков наблюдается на севере региона. С продвижением на юг годовое количество осадков уменьшается.

Относительная влажность воздуха в сочетании с температурой создает представление об испаряемости влаги с поверхности почвы, растительности и водоемов. Среднемесячные значения относительной влажности от 47% в летние месяцы до 84% в зимние. На побережье значения относительной влажности несколько выше, при продвижении на сушу они уменьшаются.

Направление и скорость ветра. Ветровой режим северо-восточного Каспия обусловлен общей циркуляцией атмосферы и местными термическими и барико-циркуляционными процессами. Изменчивость преобладающих направлений ветра от сезона к сезону зависит от интенсивности Сибирского максимума, Азорского максимума и Исландского минимума.

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере по Жылыойскому району Атырауской области представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Общая климатическая характеристика

Наименование	МС Кульсары
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) за год	+35,6 С
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь) за год	- 8,9 ⁰ С
Число дней с пыльной бурей	-

Таблица 7.2 - Средняя месячная и годовая температура воздуха (°С)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-3,1	-5,7	4,8	14,9	21,6	24,6	28,9	27,2	19,3	12,6	5,1	-3,8	12,2

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

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
3,7	3,7	3,7	4,0	4,3	3,9	3,8	3,6	3,6	4,1	3,1	4,0	3,8

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

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
12	9	15	21	10	6	13	14	3

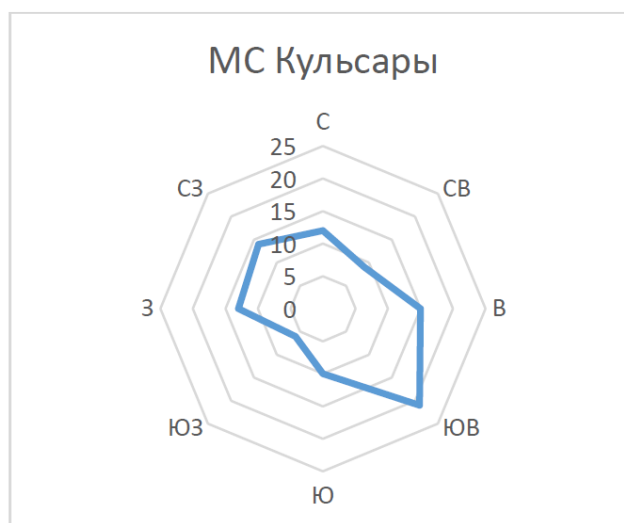


Рис. 7.1 Роза ветров

8. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ, КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

8.1 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования

Описание технологических процессов

Нефть со скважин месторождения Асанкеткен, забойными винтовыми насосами, подается по выкидным линиям $D = 89 \times 5$ мм на установку подготовки нефти (УПН).

Поток жидкости газ/нефть/воды из скважины поступает в манифольд на УПН (для замера и подготовки нефти/газа и воды) с задвижками ручного управления, где поток направляется на замерный и/или рабочий трехфазный нефтегазовый сепаратор со сбросом воды блочно-модульного исполнения. Линия замера (тестирования) поступает в блочно-модульный трехфазный нефтегазовый сепаратор со сбросом пластовой воды НГСВ-2-1,0-1600-1 (НГСВ-1), объем сепаратора $12,5 \text{ м}^3$ под давлением 3,0 бар (кгс/см^2).

Дополнительный путевой подогреватель нефти ПП-0,63А (П-3) в полной заводской комплектности предназначен для нагрева нефти до рабочей технологической температуры.

Насосные агрегаты НБ-125 и трехплунжерный насос 3D3K (TRIPLEX) для закачки пластовой воды в пласт.

Пластовая вода накопленная при технологическом процессе в резервуарах Т-5010 и Т-5020 перекачивается насосами для налива.

Для сбора и утилизации пластовой воды на территории УПН установлены резервуары Т-5010, Т-5020 и Т-5030 типа РСН объемом $V=100 \text{ м}^3$ каждый, и проектируемый РВС объемом $V=1000 \text{ м}^3$.

Давление сепарации регулируется как по линии нефти, так и по линиям воды и газа. Далее нефть под давлением сепарации подается в отстойник горизонтальный нефти ОГН-1/2. Нефть с отстойников горизонтальных нефтяных направляется через проектируемый

теплообменник (ТО-1) в резервуары хранения нефти РГСН-75м³ (РГСН-1/2/3) и РВС-1000м³ (РВС-1).

Для подачи нефти в резервуар РВС-1000 м³ установлены подпорные насосы марки ЦНСНт 60-66 (1 рабочий, 1 резервный), производительностью 60 м³/час, напором 66м и мощностью 15,7 кВт.

Вода, отделившаяся от нефти, сливается в дренажную емкость ЕП-5, а нефть подается на резервуары нефти РГСН-75м³ и РВС-1000м³ и далее на стояк налива СН-1, где под давлением насоса стояка налива, поступает в автоцистерны.

Пластовая вода, выделившаяся в трехфазном рабочем сепараторе НГСВ-2 и замерном НГСВ-1, поступает в резервуары хранения пластовой воды РГСВ-75м³ (РГСВ-1/2/3) и РВС-1000м³ (РВС-2), где подогревается при помощи путевого подогревателя ПП-0,63А (П-2), накапливается и частично отстаивается.

При заполнении резервуаров вода подается на насосы НБ-1/2, откуда направляется на скважину АСК-2 для закачки воды в пласт, также установлены теплообменники ТО-3/4/5 на выкидные линии.

Попутный газ, выделившийся в трехфазном рабочем сепараторе НГСВ-1/2, подается в вертикальный газовый сетчатый сепаратор ГС1, где происходит отделение капельной жидкости (газового конденсата), унесенной потоком газа.

Газ, выделившийся при сепарации нефти, утилизируется в качестве топлива газопотребляющего оборудования УПН: подогреватель входящей нефти ПП-0.63А, котельная (бойлер) ERENSAN «NAR 250», газопоршневая электростанция 260GF-PwT (ГПЭС-1, -2).

Сжигание газа предусмотрено только на дежурной горелке для обеспечения безопасности производства (технологически неизбежное сжигание газа). Для обеспечения безопасной эксплуатации факельной системы на месторождении предусмотрена их эксплуатация в дежурном режиме, с расходом 1,25 м³/час. Расход сырого газа при эксплуатации оборудования (V₇) – 10950 м³. Компетентным органом (МЭ) выдано разрешение (№KZ49VPC00027119 от 21.08.2025г.) на сжигание в факелах сырого газа по месторождению Асанкеткен на период с 1 января по 31 декабря 2026 г., в объеме 0,01095 млн.м³. *Разрешение на сжигания газа прилагается а приложении 7 проекта НДВ.*

Поддержание пластового давления на месторождении Асанкеткен путем закачки попутно-добываемой пластовой воды в продуктивные горизонты. Отделившаяся попутная пластовая вода с трехфазового сепаратора направляется под собственным давлением на отстойник воды, где происходит сбор нефти с поверхности воды, далее вода хранится на емкостях РГСН-100 м³, где производится замер воды.

Прогноз добычи нефти и газа

Добываемый газ на этапе промышленной разработке месторождения Асанкеткен на контрактной территории ТОО «Jasyl Energy» является попутным и его объемы определяются исходя из объемов добычи нефти в соответствии с технологическими показателями разработки.

Прогнозные объемы добычи нефти и попутного газа на 2026 г составляет:

Год	Добыча нефти, тыс. т	Добыча газа, млн. м ³
2026	18,1	0,469
2026 (01.09-31.12)	8,1	0,228

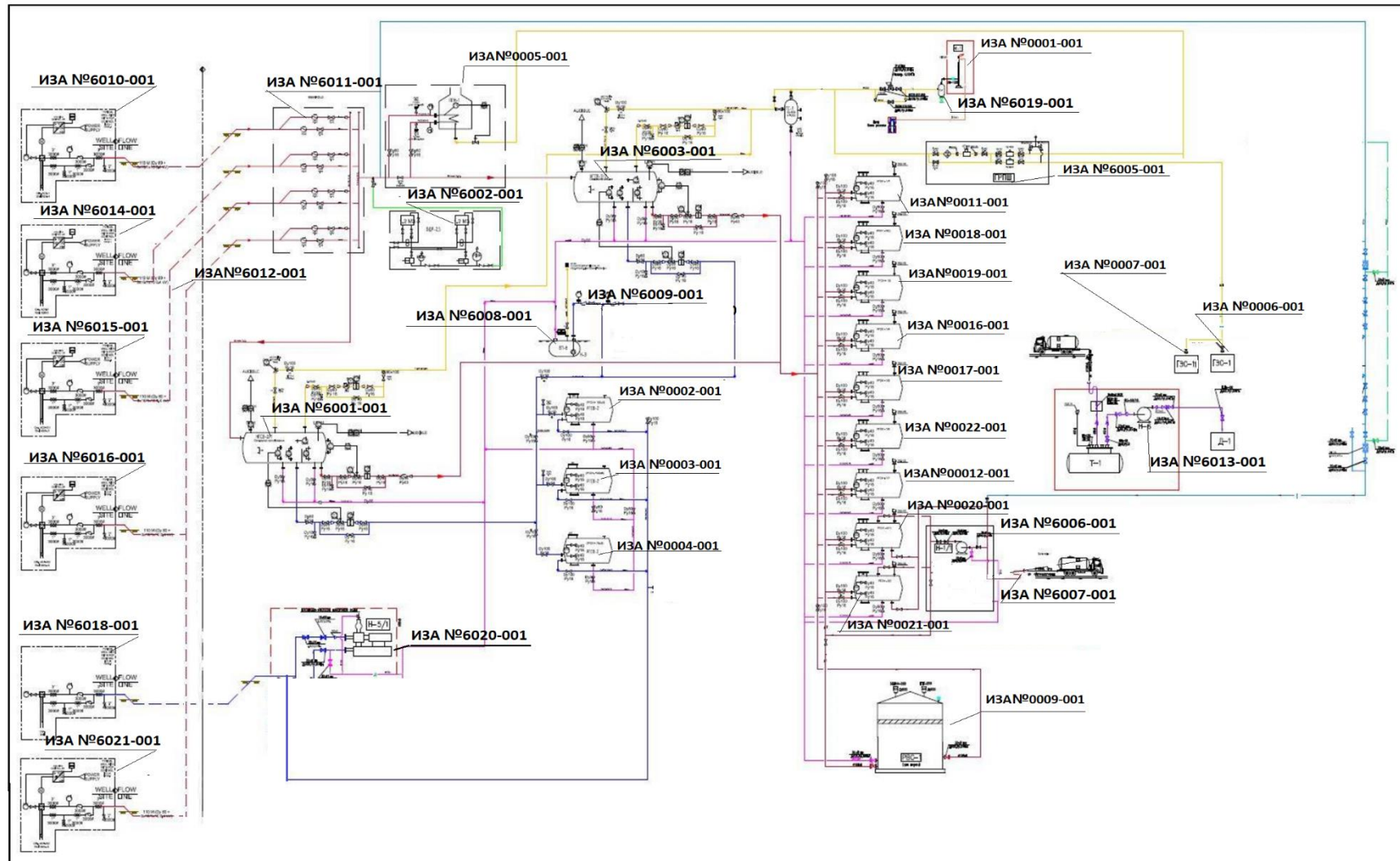


Рис. 8.1. - Технологическая схема УПН с указанием источников ЗВ

Краткая характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлена в таблице 8.2.

Таблица 8.2 - Источники выбросов загрязняющих веществ на 2026 г.

Номер ИЗА	Наименование ИЗА	Наименование источника выделения загрязняющих веществ	Наименование выпускаемой продукции	Время работы источника выделения	
				в сутки	за год
1	2	3	4	5	6
0001	Ствол дежурной горелки	Ствол дежурной горелки	Попутный газ	24	2928
0002	Дымовая труба	Печь подогрева ПП-0,63А (для подогрева нефти)	Тепловая энергия	24	2784
0006	Дымовая труба	ГПЭС-1 (260 кВт)	Электрическая энергия	24	1392
0007	Дымовая труба	ГПЭС-2 (260 кВт)	Электрическая энергия	24	1392
0009	Дыхательный клапан	Резервуар для нефти РВС-1000	Нефть	24	2928
0011, 0018-0019	Дыхательный клапан	Резервуар РГСН – 100 (нефть) (3 шт)	Нефть	24	2928
0012, 0020-0021	Дыхательный клапан	Резервуар РГСН-100 (пластовая вода) – 3 ед.	Пластовая вода	24	2928
0013	Дымовая труба	Резервный ДЭС Caterpillar 3412 STA 320 кВт	Электрическая энергия	24	2928
0014	Дымовая труба	Дизельный генератор Caterpillar 725 кВт	Электрическая энергия	24	2928
0015	Дыхательный клапан	Емкость для дизтоплива V = 25 м ³	Дизельное топливо	24	2928
0016	Дыхательный клапан	Отстойник нефти 61м ³	Нефть	24	2928
0017	Дыхательный клапан	Отстойник нефти 73м ³	Нефть	24	2928
0023	Дыхательный клапан	Емкость для дизтоплива V = 25 м ³	Дизельное топливо	24	2928
0024-0025	Дыхательный клапан	Пожарная емкость для хранения пресной воды 50 м ³	Пресная вода	24	2928
0026-0032	Дыхательный клапан	Теплообменник подогрева нефти	Нефть	24	2928
6001	Неорганизованный выброс	3-х фазный сепаратор НГСВ-2-1-4-1600 (V=12.5м3)	Нефть. Газ. Пластовая вода	24	2928
6002	Неорганизованный выброс	Блок дозирования хим. Реагентов БДР-2.5 типа ОЗНА	Хим. реагенты	24	2928
6003	Неорганизованный выброс	Горизонтальный 3-х фазный сепаратор НГСВ-2-1-2000 (V=25м3)	Нефть. Газ. Пластовая вода	24	2928
6005	Неорганизованный выброс	ГРПШ 0,7-У1	Газ	24	2928
6006	Неорганизованный выброс	Технологический циркуляционный насос типа КМ66-80-170-Е	Нефть	24	2928
6007	Неорганизованный выброс	Механическая сливно-наливная установка АСН-2В (О-КМ-1) У2	Нефть	24	2928
6008	Неорганизованный выброс	Подземная дренажная емкость V=5м3	Нефть	24	2928

6009, 6032	Неорганизованный выброс	Насос погружной для дренажной емкости	Нефть	24	2928
6010	Неорганизованный выброс	Скважина АСК-1	Флюид	24	2928
6011	Неорганизованный выброс	Входной манифольд	Флюид	24	2928
6012	Неорганизованный выброс	Выкидные линии на УПН	Флюид	24	2928
6013	Неорганизованный выброс	Насос подачи дизтоплива	Дизельное топливо	24	2928
6014	Неорганизованный выброс	Скважина АСК-2	Флюид	24	2928
6015	Неорганизованный выброс	Скважина АСК-1	Флюид	24	2928
6016	Неорганизованный выброс	Скважина АСК-2	Флюид	24	2928
6018	Неорганизованный выброс	Скважина АСК-4	Флюид	24	2928
6019	Неорганизованный выброс	Газосепаратор ГС1-1,6-800-2-Т-И	Газ	24	2928
6020, 6023	Неорганизованный выброс	Насос для ППД Триплекс 3D3R	Пластовая вода	24	2928
6021	Неорганизованный выброс	Скважина АСК-5	Флюид	24	2928
6022	Неорганизованный выброс	Лакокрасочные работы	эмаль	2	2928
6024	Неорганизованный выброс	Скважина АСК-3	Флюид	24	2928
6025	Неорганизованный выброс	Скважина АСК-6	Флюид	24	2928
6026-6027	Неорганизованный выброс	Технологические циркуляционные насосы типа КМ-80-65-160	Нефть	24	2928
6028	Неорганизованный выброс	Технологические циркуляционный насосы типа КМ-50-32-160Е	Нефть	24	2928
6029-6030	Неорганизованный выброс	Технологические циркуляционный насосы типа ЦНС-80-66	Нефть	24	2928
6031	Неорганизованный выброс	Подземная дренажная емкость V=5м ³	Нефть	24	2928
6033	Неорганизованный выброс	Скважина АСК-7	Флюид	24	2928
6034	Неорганизованный выброс	Скважина АСК-8	Флюид	24	2928
6035	Неорганизованный выброс	Насос пожарных емкостей типа КМ-80-50-200Е	Нефть	24	2928

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

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

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

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

8.4 Перспектива развития производства

На срок действия разработанных нормативов НДС увеличение объемов производства и реконструкция не предусматриваются. В случае увеличения объемов производства необходимо провести корректировку НДС.

8.5 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДС

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

8.6 Характеристика аварийных и залповых выбросов

Технология производства на предприятии исключает возможность залповых выбросов. Аварийные выбросы могут производиться от работы дизельной электростанции, для аварийного обеспечения электрической энергией.

Характеристика залповых выбросов составлена в виде таблицы Приложения 5 к Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду №63.

Таблица 8.3 - Перечень источников залповых выбросов

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

8.7 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Общий перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от источников загрязнения, расположенных на территории предприятия приведен в таблице 8.4. Параметры выбросов загрязняющих веществ, для расчета нормативов НДС с указанием источников загрязнения, времени работы оборудования, координат источников на карте-схеме предприятия приведены в приложении 1. Нормативы допустимых выбросов по каждому источнику и ингредиенту на 2026 г (01.09.2026г-31.12.2026г) приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.4 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на существующее положение на 2026г (01.09.2026г-31.12.2026г)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	3,3545	19,05355	476,33875
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,5451	3,09618	51,603
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,15794	0,85033	17,0066
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,35624	1,906355	38,1271
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,006178	0,006453	0,806625
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	2,53396	11,675874	3,891958
0410	Метан (727*)				50		0,12698	0,12828	0,0025656
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		7,42778	7,51845	0,150369
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		2,74733	2,78068	0,09268933
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,03596	0,03671	0,3671
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,07395	0,01362	0,0681
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,02224	0,02297	0,03828333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,00000034	0,000021002	21,002
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,036	0,19006	19,006
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,0625	0,0023	0,0023
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	1,3158800015	6,0286781729	6,02867817
	В С Е Г О :						18,8025383	53,31051	634,532118
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

8.8 Обоснование полноты исходных данных принятых для расчета НДВ

Исходные данные (г/сек, т/год), принятые для расчета нормативов допустимых выбросов, взяты из форм инвентаризации, которые были выполнены на основании визуальных обследований и расчетным путем согласно:

- «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;

- «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана-2005г.;

- Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, Алматы-1996г.;

- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» №ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022г.

- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение 13 к Приказу МООС №100-п от 18 апреля 2008 года;

- Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.

Утвержденные исходные данные Заказчиком приведены в приложении 4.

9. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ

9.1 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ

В соответствии с нормами проектирования 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» РНД 211.2.01.01-97.

Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводилось на персональном компьютере по программному комплексу «ЭРА» версия 2.5. (ООО НПП «Логос-Плюс», г. Новосибирск), в котором реализованы основные зависимости и положения «Расчета полей концентраций вредных веществ в атмосфере без учета влияния застройки» (в соответствии с ОНД-86).

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемого выбросами промышленных объектов, зависит от объемов и условий загрязняющих веществ в атмосферу, природно-климатических условий и особенностей циркуляции атмосферы.

Программа автоматически подбирает наиболее неблагоприятные условия рассеивания, в том числе, опасную скорость (от 0,5 до U^* м/с) и направление ветра (от 0 до 359 градусов), при которых достигается максимум концентрации на выбранной расчетной зоне.

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ. При проведении расчетов учитывалась одновременность проведения технологических операций.

Площади работ имеют ровную поверхность без видимых повышений и понижений рельефа, в связи с этим поправка на рельеф к значениям концентраций загрязняющих веществ не вводилась.

Таблица 9.1 - Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере города Жылыойский район

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (I)	-8,9
Средняя минимальная температура воздуха самого жаркого месяца (VII)	+35,6
Среднегодовая роза ветров, %	
С	12
СВ	9
В	15
ЮВ	21
Ю	10
ЮЗ	6
З	13
СЗ	14
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	9

9.2 Расчет приземных концентрации (результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы)

Критерием качества атмосферного воздуха приняты допустимые концентрации (ПДК_{м.р.}) и ориентировочные безопасные уровни воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.

Расчеты рассеивания вредных веществ в атмосфере проведены с учетом последовательности и возможного совпадения работ, при которых будут происходить выбросы идентичных ингредиентов.

Результаты определения необходимости расчетов приземных концентраций по веществам приведены в таблице «Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам на существующее положение». В данной таблице в графах 1,2 приведен код и наименование загрязняющего вещества, в графах 3-5 – значения ПДК и ОБУВ в мг/м³. В графе 6 приведены максимально-разовые выбросы (в г/с) веществ, в графе 7 – средневзвешенная высота источников выброса, в графе 8 – условие отношения суммарного значения максимально-разового выброса к ПДК_{мр} (мг/м³), по средневзвешенной высоте источников выброса, в графе 9 – примечание о выполнении условия в графе 8.

Согласно приказу экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 июля 2021 года № 246 «Об утверждении Инструкции по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду» предприятие, **имеет 1-категорию, оказывающее негативное воздействие на окружающую среду.**

Карты рассеивания загрязняющих веществ, групп суммации даны в приложении.

Таким образом, проведенные расчеты показывают, что объект не окажет особого воздействия на качество атмосферного воздуха на границе СЗЗ.

Результаты расчета рассеивания в полном объеме представлены в приложении.

Достаточность размеров санитарно-защитной зоны определена расчетом рассеивания выбросов для всех загрязняющих веществ. В связи с этим, минимальная расчетная санитарно-защитная зона представлена как изолиния всех концентраций со значением в 1 ПДК (приведена в приложении).

На границе нормативной СЗЗ концентрации загрязняющих веществ ниже 1 ПДК.

Расчет рассеивания выполнен на существующее положение.

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

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

Анализ результатов моделирования показывает, что на границе СЗЗ при регламентном режиме работы предприятия экологические характеристики атмосферного воздуха по всем веществам находятся значительно ниже нормативных величин.

Таблица 9.1 - Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам на существующее положение

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопас. УВ, мг/м3	Выброс вещества г/с (М)	Средневзвешенная высота, м (Н)	М/(ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Необходимость проведения расчетов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		0.5451	3.75	1.3627	Да
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		0.15794	3.97	1.0529	Да
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		2.53396	3.43	0.5068	Да
0410	Метан (727*)			50	0.12698	4.5	0.0025	Нет
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	7.42778	2.27	0.1486	Да
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	2.74733	2.27	0.0916	Нет
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		0.03596	2.27	0.1199	Да
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			0.07395	2.04	0.3697	Да
0621	Метилбензол (349)	0.6			0.02224	2.25	0.0371	Нет
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		0.00000034	3.76	0.034	Нет
2752	Уайт-спирит (1294*)			1	0.0625	2	0.0625	Нет
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			1.3158800015	3.28	1.3159	Да
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		3.3545	3.75	16.7725	Да
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		0.35624	3.96	0.7125	Да
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			0.006178	2.26	0.7722	Да
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.036	3.94	0.720	Да
Примечания: 1. Необходимость расчетов концентраций определяется согласно п.58 МРК-2014. Значение параметра в колонке 8 должно быть >0.01 при Н>10 и >0.1 при Н<10, где Н - средневзвешенная высота ИЗА, которая определяется по стандартной формуле: $\frac{\sum(H_i * M_i)}{\sum M_i}$, где H_i - фактическая высота ИЗА, M_i - выброс ЗВ, г/с								
2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - ПДКс.с.								

9.3 Предложения по нормативам допустимых выбросов по каждому источнику и ингредиенту

Предложения по нормативам допустимых выбросов по каждому источнику и ингредиенту отражены в Приложении 1.

Анализ расчетов рассеивания загрязняющих веществ показал, что максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны не превышают установленные допустимые концентрации. Основными критериями качества атмосферного воздуха при установлении НДВ для источников загрязнения атмосферы является ПДК.

Допустимым для предприятия считается суммарный выброс загрязняющего вещества в атмосферу от всех источников данного предприятия и рассеивания выбросов в атмосфере при условии, что выбросы того же вещества из источников не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК. Рассчитанные значения НДВ являются научно обоснованной технической нормой выбросов предприятием вредных веществ, обеспечивающей соблюдения требований санитарных органов по чистоте атмосферного воздуха населенных мест и промышленных площадок.

Необходимость в сокращении выбросов загрязняющих веществ от источников выбросов отсутствует, и разработка мероприятий по сокращению выбросов загрязняющих веществ не предусматривается. В связи с этим, величины выбросов загрязняющих веществ на существующее положение предлагаются, как допустимые. Нормативы допустимых выбросов по каждому источнику и ингредиенту на 2026 г (01.09.2026г-31.12.2026г) приведены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 - Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ				НДВ		год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение на 2026 год		на 2026 год (01.09.2026г-31.12.2026г)		г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123, Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)								
Неорганизованные источники								
месторождение Асанкеткен	6038	0,0135694	0,0014655					
Итого:		0,0135694	0,0014655					
Всего по загрязняющему веществу:		0,0135694	0,0014655					
0143, Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)								
Неорганизованные источники								
месторождение Асанкеткен	6038	0,0024028	0,0002595					
Итого:		0,0024028	0,0002595					
Всего по загрязняющему веществу:		0,0024028	0,0002595					
0301, Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Организованные источники								
месторождение Асанкеткен	0001	0,0006	0,0199	0,0006	0,0067	0,0006	0,0067	2026
месторождение Асанкеткен	0002	3,5444	109,3267	0,5699	5,7122	0,5699	5,7122	2026
месторождение Асанкеткен	0003	1,2502	19,6589					
месторождение Асанкеткен	0004	1,2502	19,6589					
месторождение Асанкеткен	0006	0,27733	0,6983	0,27733	0,67502	0,27733	0,67502	2026

месторождение Асанкеткен	0007	0,27733	0,6983	0,27733	0,67502	0,27733	0,67502	2026
месторождение Асанкеткен	0013	0,68267	10,20989	0,68267	5,14061	0,68267	5,14061	2026
месторождение Асанкеткен	0014	1,54667	20,47584	1,54667	6,844	1,54667	6,844	2026
месторождение Асанкеткен	0033	0,512	4,2048					
месторождение Асанкеткен	0034	0,376533333	4,2048					
месторождение Асанкеткен	0035	0,213333333	4,2048					
Итого:		9,931266666	193,36113	3,3545	19,05355	3,3545	19,05355	
Всего по загрязняющему веществу:		9,931266666	193,36113	3,3545	19,05355	3,3545	19,05355	
0304, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Организованные источники								
месторождение Асанкеткен	0001	0,0001	0,0032	0,0001	0,0011	0,0001	0,0011	2026
месторождение Асанкеткен	0002	0,576	17,7656	0,0926	0,9282	0,0926	0,9282	2026
месторождение Асанкеткен	0003	0,2032	3,1946					
месторождение Асанкеткен	0004	0,2032	3,1946					
месторождение Асанкеткен	0006	0,04507	0,11347	0,04507	0,10969	0,04507	0,10969	2026
месторождение Асанкеткен	0007	0,04507	0,11347	0,04507	0,10969	0,04507	0,10969	2026
месторождение Асанкеткен	0013	0,11093	1,65911	0,11093	0,83535	0,11093	0,83535	2026
месторождение Асанкеткен	0014	0,25133	3,32732	0,25133	1,11215	0,25133	1,11215	2026
месторождение Асанкеткен	0033	0,0832	0,68328					

месторождение Асанкеткен	0034	0,061186667	0,68328					
месторождение Асанкеткен	0035	0,034666667	0,68328					
Итого:		1,613953334	31,42121	0,5451	3,09618	0,5451	3,09618	
Всего по загрязняющему веществу:		1,613953334	31,42121	0,5451	3,09618	0,5451	3,09618	
0328, Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
месторождение Асанкеткен	0001	0,0005	0,0166	0,0005	0,0055	0,0005	0,0055	2026
месторождение Асанкеткен	0002	0,02105	0,6492	0,00844	0,08459	0,00844	0,08459	2026
месторождение Асанкеткен	0003	0,0125	0,19656					
месторождение Асанкеткен	0004	0,0125	0,19656					
месторождение Асанкеткен	0006	0,002	0,0058	0,002	0,0056	0,002	0,0056	2026
месторождение Асанкеткен	0007	0,002	0,0058	0,002	0,0056	0,002	0,0056	2026
месторождение Асанкеткен	0013	0,044	0,63812	0,044	0,32129	0,044	0,32129	2026
месторождение Асанкеткен	0014	0,101	1,27974	0,101	0,42775	0,101	0,42775	2026
месторождение Асанкеткен	0033	0,033333333	0,2628					
месторождение Асанкеткен	0034	0,024513889	0,2628					
месторождение Асанкеткен	0035	0,013888889	0,2628					
Итого:		0,267286111	3,77678	0,15794	0,85033	0,15794	0,85033	
Всего по загрязняющему веществу:		0,267286111	3,77678	0,15794	0,85033	0,15794	0,85033	
0330, Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								

месторождение Асанкеткен	0006	0,00362	0,01746	0,00362	0,01688	0,00362	0,01688	2026
месторождение Асанкеткен	0007	0,00362	0,01746	0,00362	0,01688	0,00362	0,01688	2026
месторождение Асанкеткен	0013	0,107	1,595295	0,107	0,80322	0,107	0,80322	2026
месторождение Асанкеткен	0014	0,242	3,19935	0,242	1,069375	0,242	1,069375	2026
месторождение Асанкеткен	0033	0,08	0,657					
месторождение Асанкеткен	0034	0,058833333	0,657					
месторождение Асанкеткен	0035	0,033333333	0,657					
Итого:		0,528406666	6,800565	0,35624	1,906355	0,35624	1,906355	
Всего по загрязняющему веществу:		0,528406666	6,800565	0,35624	1,906355	0,35624	1,906355	
0333, Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
месторождение Асанкеткен	0009	0,0002	0,0018	0,0002	0,0009	0,0002	0,0009	2026
месторождение Асанкеткен	0011	0,0002	0,0013	0,0002	0,0006	0,0002	0,0006	2026
месторождение Асанкеткен	0015	0,000009	0,000003	0,000009	0,000002	0,000009	0,000002	2026
месторождение Асанкеткен	0016	0,0002	0,0023	0,0002	0,0011	0,0002	0,0011	2026
месторождение Асанкеткен	0017	0,0002	0,0023	0,0002	0,0011	0,0002	0,0011	2026
месторождение Асанкеткен	0018	0,0002	0,0013	0,0002	0,0006	0,0002	0,0006	2026
месторождение Асанкеткен	0019	0,0002	0,0013	0,0002	0,0006	0,0002	0,0006	2026
месторождение Асанкеткен	0023	0,000009	0,000003	0,000009	0,000002	0,000009	0,000002	2026
Итого:		0,001218	0,010306	0,001218	0,004904	0,001218	0,004904	

Неорганизованные источники								
месторождение Асанкеткен	6001	0,00001	0,000263	0,00001	0,000088	0,00001	0,000088	2026
месторождение Асанкеткен	6003	0,000008	0,000263	0,000008	0,000088	0,000008	0,000088	2026
месторождение Асанкеткен	6006	0,000003	0,000053	0,000003	0,000035	0,000003	0,000035	2026
месторождение Асанкеткен	6007	0,00486	0,00113	0,00486	0,0005	0,00486	0,0005	2026
месторождение Асанкеткен	6009	0,000007	0,00021	0,000007	0,00007	0,000007	0,00007	2026
месторождение Асанкеткен	6013	0,00003	0,00098	0,00003	0,00033	0,00003	0,00033	2026
месторождение Асанкеткен	6019	0,000008	0,000263	0,000008	0,000088	0,000008	0,000088	2026
месторождение Асанкеткен	6020	0,000007	0,00021	0,000007	0,00007	0,000007	0,00007	2026
месторождение Асанкеткен	6023	0,000007	0,00021	0,000007	0,00007	0,000007	0,00007	2026
месторождение Асанкеткен	6026	0,000007	0,00021	0,000007	0,00007	0,000007	0,00007	2026
месторождение Асанкеткен	6028	0,000003	0,000053	0,000003	0,000035	0,000003	0,000035	2026
месторождение Асанкеткен	6029	0,000007	0,000105	0,000007	0,00007	0,000007	0,00007	2026
месторождение Асанкеткен	6035	0,000003	0,000053	0,000003	0,000035	0,000003	0,000035	2026
Итого:		0,00496	0,004003	0,00496	0,001549	0,00496	0,001549	
Всего по загрязняющему веществу:		0,006178	0,014309	0,006178	0,006453	0,006178	0,006453	
0337, Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)								
Организованные источники								
месторождение Асанкеткен	0001	0,0053	0,1659	0,0053	0,0555	0,0053	0,0555	2026
месторождение Асанкеткен	0002	0,01357	0,9738	0,01266	0,12688	0,01266	0,12688	2026

месторождение Асанкеткен	0003	0,01875	0,29484					
месторождение Асанкеткен	0004	0,01875	0,29484					
месторождение Асанкеткен	0006	0,358	0,908	0,358	0,878	0,358	0,878	2026
месторождение Асанкеткен	0007	0,358	0,908	0,358	0,878	0,358	0,878	2026
месторождение Асанкеткен	0013	0,551	8,295534	0,551	4,176744	0,551	4,176744	2026
месторождение Асанкеткен	0014	1,249	16,63662	1,249	5,56075	1,249	5,56075	2026
месторождение Асанкеткен	0033	0,413333333	3,4164					
месторождение Асанкеткен	0034	0,303972222	3,4164					
месторождение Асанкеткен	0035	0,172222222	3,4164					
Итого:		3,461897777	38,726734	2,53396	11,675874	2,53396	11,675874	
Всего по загрязняющему веществу:		3,461897777	38,726734	2,53396	11,675874	2,53396	11,675874	
0342, Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)								
Неорганизованные источники								
месторождение Асанкеткен	6038	0,0005556	0,00006					
Итого:		0,0005556	0,00006					
Всего по загрязняющему веществу:		0,0005556	0,00006					
0410, Метан (727*)								
Организованные источники								
месторождение Асанкеткен	0001	0,0001	0,0041	0,0001	0,0014	0,0001	0,0014	2026
месторождение Асанкеткен	0002	0,01357	0,9738	0,12688	0,12688	0,12688	0,12688	2026
месторождение Асанкеткен	0003	0,01875	0,29484					

месторождение Асанкеткен	0004	0,01875	0,29484					
Итого:		0,05117	1,56758	0,12698	0,12828	0,12698	0,12828	
Всего по загрязняющему веществу:		0,05117	1,56758	0,12698	0,12828	0,12698	0,12828	
0415, Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Организованные источники								
месторождение Асанкеткен	0009	0,246	2,1786	0,246	1,0604	0,246	1,0604	2026
месторождение Асанкеткен	0011	0,246	1,5287	0,246	0,7441	0,246	0,7441	2026
месторождение Асанкеткен	0016	0,246	2,8308	0,246	1,3779	0,246	1,3779	2026
месторождение Асанкеткен	0017	0,246	2,8308	0,246	1,3779	0,246	1,3779	2026
месторождение Асанкеткен	0018	0,246	1,5287	0,246	0,7441	0,246	0,7441	2026
месторождение Асанкеткен	0019	0,246	1,5287	0,246	0,7441	0,246	0,7441	2026
Итого:		1,476	12,4263	1,476	6,0485	1,476	6,0485	
Неорганизованные источники								
месторождение Асанкеткен	6001	0,01006	0,31737	0,01006	0,10608	0,01006	0,10608	2026
месторождение Асанкеткен	6003	0,01006	0,31737	0,01006	0,10608	0,01006	0,10608	2026
месторождение Асанкеткен	6006	0,00403	0,06347	0,00403	0,04243	0,00403	0,04243	2026
месторождение Асанкеткен	6007	5,86926	1,36906	5,86926	0,60007	5,86926	0,60007	2026
месторождение Асанкеткен	6009	0,00805	0,2539	0,00805	0,08487	0,00805	0,08487	2026
месторождение Асанкеткен	6019	0,01006	0,31737	0,01006	0,10608	0,01006	0,10608	2026
месторождение Асанкеткен	6020	0,00805	0,2539	0,00805	0,08487	0,00805	0,08487	2026

месторождение Асанкеткен	6023	0,00805	0,2539	0,00805	0,08487	0,00805	0,08487	2026
месторождение Асанкеткен	6026	0,00805	0,2539	0,00805	0,08487	0,00805	0,08487	2026
месторождение Асанкеткен	6028	0,00403	0,06347	0,00403	0,04243	0,00403	0,04243	2026
месторождение Асанкеткен	6029	0,00805	0,12695	0,00805	0,08487	0,00805	0,08487	2026
месторождение Асанкеткен	6035	0,00403	0,06347	0,00403	0,04243	0,00403	0,04243	2026
Итого:		5,95178	3,65413	5,95178	1,46995	5,95178	1,46995	
Всего по загрязняющему веществу:		7,42778	16,08043	7,42778	7,51845	7,42778	7,51845	
0416, Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Организованные источники								
месторождение Асанкеткен	0009	0,091	0,8058	0,091	0,3922	0,091	0,3922	2026
месторождение Асанкеткен	0011	0,091	0,5654	0,091	0,2752	0,091	0,2752	2026
месторождение Асанкеткен	0016	0,091	1,047	0,091	0,5096	0,091	0,5096	2026
месторождение Асанкеткен	0017	0,091	1,047	0,091	0,5096	0,091	0,5096	2026
месторождение Асанкеткен	0018	0,091	0,5654	0,091	0,2752	0,091	0,2752	2026
месторождение Асанкеткен	0019	0,091	0,5654	0,091	0,2752	0,091	0,2752	
Итого:		0,546	4,596	0,546	2,237	0,546	2,237	
Неорганизованные источники								
месторождение Асанкеткен	6001	0,00372	0,11738	0,00372	0,03924	0,00372	0,03924	2026
месторождение Асанкеткен	6003	0,00372	0,11738	0,00372	0,03924	0,00372	0,03924	2026
месторождение Асанкеткен	6006	0,00149	0,02348	0,00149	0,01569	0,00149	0,01569	2026

месторождение Асанкеткен	6007	2,1708	0,50636	2,1708	0,22194	2,1708	0,22194	2026
месторождение Асанкеткен	6009	0,00298	0,09391	0,00298	0,03139	0,00298	0,03139	2026
месторождение Асанкеткен	6019	0,00372	0,11738	0,00372	0,03924	0,00372	0,03924	2026
месторождение Асанкеткен	6020	0,00298	0,09391	0,00298	0,03139	0,00298	0,03139	2026
месторождение Асанкеткен	6023	0,00298	0,09391	0,00298	0,03139	0,00298	0,03139	2026
месторождение Асанкеткен	6026	0,00298	0,09391	0,00298	0,03139	0,00298	0,03139	2026
месторождение Асанкеткен	6028	0,00149	0,02348	0,00149	0,01569	0,00149	0,01569	2026
месторождение Асанкеткен	6029	0,00298	0,04695	0,00298	0,03139	0,00298	0,03139	2026
месторождение Асанкеткен	6035	0,00149	0,02348	0,00149	0,01569	0,00149	0,01569	2026
Итого:		2,20133	1,35153	2,20133	0,54368	2,20133	0,54368	
Всего по загрязняющему веществу:		2,74733	5,94753	2,74733	2,78068	2,74733	2,78068	
0602, Бензол (64)								
Организованные источники								
месторождение Асанкеткен	0009	0,0012	0,0105	0,0012	0,0051	0,0012	0,0051	2026
месторождение Асанкеткен	0011	0,0012	0,0074	0,0012	0,0036	0,0012	0,0036	2026
месторождение Асанкеткен	0016	0,0012	0,0137	0,0012	0,0067	0,0012	0,0067	2026
месторождение Асанкеткен	0017	0,0012	0,0137	0,0012	0,0067	0,0012	0,0067	2026
месторождение Асанкеткен	0018	0,0012	0,0074	0,0012	0,0036	0,0012	0,0036	2026
месторождение Асанкеткен	0019	0,0012	0,0074	0,0012	0,0036	0,0012	0,0036	
Итого:		0,0072	0,0601	0,0072	0,0293	0,0072	0,0293	

Неорганизованные источники								
месторождение Асанкеткен	6001	0,00005	0,00153	0,00005	0,00051	0,00005	0,00051	2026
месторождение Асанкеткен	6003	0,00005	0,00153	0,00005	0,00051	0,00005	0,00051	2026
месторождение Асанкеткен	6006	0,00002	0,00031	0,00002	0,00031	0,00002	0,00031	2026
месторождение Асанкеткен	6007	0,02835	0,00661	0,02835	0,0029	0,02835	0,0029	2026
месторождение Асанкеткен	6009	0,00004	0,00123	0,00004	0,00041	0,00004	0,00041	2026
месторождение Асанкеткен	6019	0,00005	0,00153	0,00005	0,00051	0,00005	0,00051	2026
месторождение Асанкеткен	6020	0,00004	0,00123	0,00004	0,00041	0,00004	0,00041	2026
месторождение Асанкеткен	6023	0,00004	0,00123	0,00004	0,00041	0,00004	0,00041	2026
месторождение Асанкеткен	6026	0,00004	0,00123	0,00004	0,00041	0,00004	0,00041	2026
месторождение Асанкеткен	6028	0,00002	0,00031	0,00002	0,00031	0,00002	0,00031	2026
месторождение Асанкеткен	6029	0,00004	0,00061	0,00004	0,00041	0,00004	0,00041	2026
месторождение Асанкеткен	6035	0,00002	0,00031	0,00002	0,00031	0,00002	0,00031	2026
Итого:		0,02876	0,01766	0,02876	0,00741	0,02876	0,00741	
Всего по загрязняющему веществу:		0,03596	0,07776	0,03596	0,03671	0,03596	0,03671	
0616, Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Организованные источники								
месторождение Асанкеткен	0009	0,0004	0,0033	0,0004	0,0016	0,0004	0,0016	2026
месторождение Асанкеткен	0011	0,0004	0,0023	0,0004	0,0011	0,0004	0,0011	2026
месторождение Асанкеткен	0016	0,0004	0,0043	0,0004	0,0021	0,0004	0,0021	2026

месторождение Асанкеткен	0017	0,0004	0,0043	0,0004	0,0021	0,0004	0,0021	2026
месторождение Асанкеткен	0018	0,0004	0,0023	0,0004	0,0011	0,0004	0,0011	2026
месторождение Асанкеткен	0019	0,0004	0,0023	0,0004	0,0011	0,0004	0,0011	2026
Итого:		0,0024	0,0188	0,0024	0,0091	0,0024	0,0091	
Неорганизованные источники								
месторождение Асанкеткен	6001	0,00002	0,00048	0,00002	0,00016	0,00002	0,00016	2026
месторождение Асанкеткен	6003	0,00002	0,00048	0,00002	0,00016	0,00002	0,00016	2026
месторождение Асанкеткен	6006	0,00001	0,0001	0,00001	0,00006	0,00001	0,00006	2026
месторождение Асанкеткен	6007	0,00891	0,00208	0,00891	0,00091	0,00891	0,00091	2026
месторождение Асанкеткен	6009	0,00001	0,00039	0,00001	0,00013	0,00001	0,00013	2026
месторождение Асанкеткен	6019	0,00002	0,00048	0,00002	0,00016	0,00002	0,00016	2026
месторождение Асанкеткен	6020	0,00001	0,00039	0,00001	0,00013	0,00001	0,00013	2026
месторождение Асанкеткен	6022	0,0417	0,0045	0,0625	0,0023	0,0625	0,0023	2026
месторождение Асанкеткен	6023	0,00001	0,00039	0,00001	0,00013	0,00001	0,00013	2026
месторождение Асанкеткен	6026	0,00001	0,00039	0,00001	0,00013	0,00001	0,00013	2026
месторождение Асанкеткен	6028	0,00001	0,0001	0,00001	0,00006	0,00001	0,00006	2026
месторождение Асанкеткен	6029	0,00001	0,00019	0,00001	0,00013	0,00001	0,00013	2026
месторождение Асанкеткен	6035	0,00001	0,0001	0,00001	0,00006	0,00001	0,00006	2026
Итого:		0,05075	0,01007	0,07155	0,00452	0,07155	0,00452	

Всего по загрязняющему веществу:		0,05315	0,02887	0,07395	0,01362	0,07395	0,01362	
0621, Метилбензол (349)								
Организованные источники								
месторождение Асанкеткен	0009	0,0007	0,0066	0,0007	0,0032	0,0007	0,0032	2026
месторождение Асанкеткен	0011	0,0007	0,0046	0,0007	0,0023	0,0007	0,0023	2026
месторождение Асанкеткен	0016	0,0007	0,0086	0,0007	0,0042	0,0007	0,0042	2026
месторождение Асанкеткен	0017	0,0007	0,0086	0,0007	0,0042	0,0007	0,0042	2026
месторождение Асанкеткен	0018	0,0007	0,0046	0,0007	0,0023	0,0007	0,0023	2026
месторождение Асанкеткен	0019	0,0007	0,0046	0,0007	0,0023	0,0007	0,0023	2026
Итого:		0,0042	0,0376	0,0042	0,0185	0,0042	0,0185	
Неорганизованные источники								
месторождение Асанкеткен	6001	0,00003	0,00096	0,00003	0,00032	0,00003	0,00032	2026
месторождение Асанкеткен	6003	0,00003	0,00096	0,00003	0,00032	0,00003	0,00032	2026
месторождение Асанкеткен	6006	0,00001	0,00019	0,00001	0,00013	0,00001	0,00013	2026
месторождение Асанкеткен	6007	0,01782	0,00416	0,01782	0,00182	0,01782	0,00182	2026
месторождение Асанкеткен	6009	0,00002	0,00077	0,00002	0,00026	0,00002	0,00026	2026
месторождение Асанкеткен	6019	0,00003	0,00096	0,00003	0,00032	0,00003	0,00032	2026
месторождение Асанкеткен	6020	0,00002	0,00077	0,00002	0,00026	0,00002	0,00026	2026
месторождение Асанкеткен	6023	0,00002	0,00077	0,00002	0,00026	0,00002	0,00026	2026
месторождение Асанкеткен	6026	0,00002	0,00077	0,00002	0,00026	0,00002	0,00026	2026

месторождение Асанкеткен	6028	0,00001	0,00019	0,00001	0,00013	0,00001	0,00013	2026
месторождение Асанкеткен	6029	0,00002	0,00039	0,00002	0,00026	0,00002	0,00026	2026
месторождение Асанкеткен	6035	0,00001	0,00019	0,00001	0,00013	0,00001	0,00013	2026
Итого:		0,01804	0,01108	0,01804	0,00447	0,01804	0,00447	
Всего по загрязняющему веществу:		0,02224	0,04868	0,02224	0,02297	0,02224	0,02297	
0703, Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
месторождение Асанкеткен	0006	2,00E-08	1,00E-09	2,00E-08	1,00E-09	2,00E-08	1,00E-09	2026
месторождение Асанкеткен	0007	2,00E-08	1,00E-09	2,00E-08	1,00E-09	2,00E-08	1,00E-09	2026
месторождение Асанкеткен	0013	0,0000001	0,000018	0,0000001	0,000009	0,0000001	0,000009	2026
месторождение Асанкеткен	0014	0,0000002	0,000035	0,0000002	0,000012	0,0000002	0,000012	2026
месторождение Асанкеткен	0033	0,0000008	0,00000722 7					
месторождение Асанкеткен	0034	0,000000588	0,00000722 7					
месторождение Асанкеткен	0035	0,000000333	0,00000722 7					
Итого:		0,000002061	0,00007468 3	0,00000034	0,000021002	0,00000034	0,000021002	
Всего по загрязняющему веществу:		0,000002061	0,00007468 3	0,00000034	0,000021002	0,00000034	0,000021002	
1325, Формальдегид (Метаналь) (609)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
месторождение Асанкеткен	0006	0,00058	0,0015	0,00058	0,0014	0,00058	0,0014	2026
месторождение Асанкеткен	0007	0,00058	0,0015	0,00058	0,0014	0,00058	0,0014	2026
месторождение Асанкеткен	0013	0,01067	0,15953	0,01067	0,08032	0,01067	0,08032	2026

месторождение Асанкеткен	0014	0,02417	0,31994	0,02417	0,10694	0,02417	0,10694	2026
месторождение Асанкеткен	0033	0,008	0,0657					
месторождение Асанкеткен	0034	0,005883333	0,0657					
месторождение Асанкеткен	0035	0,003333333	0,0657					
Итого:		0,053216666	0,67957	0,036	0,19006	0,036	0,19006	
Всего по загрязняющему веществу:		0,053216666	0,67957	0,036	0,19006	0,036	0,19006	
2752, Уайт-спирит (1294*)								
Неорганизованные источники								
месторождение Асанкеткен	6022	0,0417	0,0045	0,0625	0,0023	0,0625	0,0023	2026
Итого:		0,0417	0,0045	0,0625	0,0023	0,0625	0,0023	
Всего по загрязняющему веществу:		0,0417	0,0045	0,0625	0,0023	0,0625	0,0023	
2754, Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)								
Организованные источники								
месторождение Асанкеткен	0006	0,209	0,524	0,209	0,506	0,209	0,506	2026
месторождение Асанкеткен	0007	0,209	0,524	0,209	0,506	0,209	0,506	2026
месторождение Асанкеткен	0012	3,00E-10	8,62E-08	3,00E-10	2,88E-08	3,00E-10	2,88E-08	2026
месторождение Асанкеткен	0013	0,258	3,82871	0,258	1,92773	0,258	1,92773	2026
месторождение Асанкеткен	0014	0,584	7,67844	0,584	2,5665	0,584	2,5665	2026
месторождение Асанкеткен	0015	0,00326	0,001044	0,00326	0,000869	0,00326	0,000869	2026
месторождение Асанкеткен	0020	3,00E-10	2,87E-08	3,00E-10	2,88E-08	3,00E-10	2,88E-08	2026
месторождение Асанкеткен	0021	3,00E-10	2,87E-08	3,00E-10	2,88E-08	3,00E-10	2,88E-08	2026

месторождение Асанкеткен	0022	3,00E-10	2,87E-08						
месторождение Асанкеткен	0023	0,00326	0,001044	0,00326	0,000869	0,00326	0,000869	2026	
месторождение Асанкеткен	0024	3,00E-10	5,75E-08	3,00E-10	1,92E-08	3,00E-10	1,92E-08	2026	
месторождение Асанкеткен	0026	3,00E-10	5,75E-08	3,00E-10	6,73E-08	3,00E-10	6,73E-08	2026	
месторождение Асанкеткен	0033	0,193333333	1,5768						
месторождение Асанкеткен	0034	0,142180556	1,5768						
месторождение Асанкеткен	0035	0,080555556	1,5768						
Итого:		1,682589447	17,2876382 9	1,266520002	5,507968173	1,266520002	5,507968173		
Неорганизованные источники									
месторождение Асанкеткен	6002	0,02246	0,70832	0,02246	0,23675	0,02246	0,23675	2026	
месторождение Асанкеткен	6005	0,00039	0,01232	0,00039	0,00412	0,00039	0,00412	2026	
месторождение Асанкеткен	6008	0,00013	0,00419	0,00013	0,0014	0,00013	0,0014	2026	
месторождение Асанкеткен	6010	0,0009	0,02848	0,0009	0,00952	0,0009	0,00952	2026	
месторождение Асанкеткен	6011	0,00394	0,12422	0,00394	0,04152	0,00394	0,04152	2026	
месторождение Асанкеткен	6012	0,00223	0,07039	0,00223	0,02353	0,00223	0,02353	2026	
месторождение Асанкеткен	6013	0,01108	0,34942	0,01108	0,11679	0,01108	0,11679	2026	
месторождение Асанкеткен	6014	0,0009	0,02848	0,0009	0,00952	0,0009	0,00952	2026	
месторождение Асанкеткен	6015	0,0009	0,02848	0,0009	0,00952	0,0009	0,00952	2026	
месторождение Асанкеткен	6016	0,0009	0,02848	0,0009	0,00952	0,0009	0,00952	2026	

месторождение Асанкеткен	6018	0,0009	0,02848	0,0009	0,00952	0,0009	0,00952	2026
месторождение Асанкеткен	6021	0,0009	0,02848	0,0009	0,00952	0,0009	0,00952	2026
месторождение Асанкеткен	6024	0,0009	0,02848	0,0009	0,00952	0,0009	0,00952	2026
месторождение Асанкеткен	6025	0,0009	0,02848	0,0009	0,00952	0,0009	0,00952	2026
месторождение Асанкеткен	6031	0,00013	0,00419	0,00013	0,0014	0,00013	0,0014	2026
месторождение Асанкеткен	6033	0,0009	0,02848	0,0009	0,00952	0,0009	0,00952	2026
месторождение Асанкеткен	6034	0,0009	0,02848	0,0009	0,00952	0,0009	0,00952	2026
месторождение Асанкеткен	6036	0,01329	0,83801					
Итого:		0,06265	2,39586	0,04936	0,52071	0,04936	0,52071	
Всего по загрязняющему веществу:		1,745239447	19,6834982 9	1,315880002	6,028678173	1,315880002	6,028678173	
2908, Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)								
Неорганизованные источники								
месторождение Асанкеткен	6039	0,0031	0,0546					
Итого:		0,0031	0,0546					
Всего по загрязняющему веществу:		0,0031	0,0546					
Всего по объекту:		28,00640453	318,275606	18,80253834	53,31051117	18,80253834	53,31051117	
Из них:								
Итого по организованным источникам:		19,6268067278	310,770387 97	10,4142583415	50,75592217 49	10,4142583415	50,75592217 49	
Итого по неорганизованным источникам:		8,3795978	7,505218	8,38828	2,554589	8,38828	2,554589	

9.4 Обоснование возможности достижения нормативов с учетом использования малоотходной технологии

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

9.5 Данные о пределах области воздействия

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

9.6 Уточнение границ области воздействия объекта

Санитарно-защитная зона (СЗЗ) устанавливается с целью исключения воздействия выбросов вредных веществ на население.

Согласно Санитарно-эпидемиологических правил и норм «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденных Приказом Министра здравоохранения РК от 11 января 2022 года №ҚР ДСМ-2 проектом предусматривается санитарно-защитная зона, установленная по результатам расчета рассеивания.

При выполнении различных вариантов расчетов были определены наиболее интенсивные источники загрязнения атмосферы. Анализом расчетов установлено, что основными вкладчиками в максимальные приземные концентрации являются источники – дымовых труб газопоршневых электрогенераторов, дизельгенератора и печей подогрева нефти и воды; дежурной горелки, дыхательной системы резервуарного парка.

Таким образом, санитарно-защитная зона (СЗЗ) для месторождения Асанкеткен остается в пределах установленной ранее границы СЗЗ в размере 1000 м.

10 МЕРОПРИЯТИЕ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

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

Для существующих источников выбросов предприятий в соответствии с Приложением 40 к приказу Министра охраны окружающей среды от 29 ноября 2010 года № 298, предусматривается в периоды НМУ снижение приземных концентраций загрязняющих веществ по первому режиму на 20 %, по второму режиму на 40 %, по третьему режиму на 60 %.

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

- запрещение работы оборудования на форсированных режимах;
- усиление контроля за точным соблюдением технологического регламента производства;
- рассредоточение во времени работы технологических агрегатов, не участвующих в едином технологическом процессе, при работе которых выбросы загрязняющих веществ в атмосферу достигают максимальных значений;
- усиление контроля за работой КИП и автоматических систем управления технологическим процессом для исключения возникновения ситуаций, сопровождающихся аварийными и залповыми выбросами;
- усиление контроля за герметичностью технологического оборудования;
- обеспечение бесперебойной работы всех очистных систем и сооружений и их отдельных элементов, при этом не допускается снижение их производительности или отключение на профилактические осмотры, ревизии и ремонты;
- проведение внеплановых проверок автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных со значительными выделениями в атмосферу загрязняющих веществ;
- интенсифицированные влажной уборки производственных помещений и территории предприятия, где это допускается правилами техники безопасности;
- обеспечение инструментального контроля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу непосредственно на источниках и на границе СЗЗ;
- использование запаса высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ;
- усиление контроля за соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм.

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

- снижение нагрузки на энергетические установки на 15%;
- использование газа для работы энергетических установок;

- прекращение ремонтных работ и работ по пуску оборудования во время плановых предупредительных ремонтов;
- прекращение испытания оборудования на испытательных стендах;
- ограничение использования автотранспорта на предприятии;

Мероприятия третьего режима работы предприятия включают в себя все мероприятия, разработанные для первого и второго режимов, а также мероприятия, влияющие на технологические процессы, осуществление которых позволяет снизить выбросы вредных веществ за счет временного сокращения производительности предприятия. При объявлении работы по третьему режиму НМУ для предприятия с непрерывным технологическим процессом, к которым относятся и электростанции, не представляется возможным выполнить остановку оборудования, так как это к дополнительным выбросам загрязняющих веществ и созданию аварийной ситуации. При третьем режиме НМУ возможно проведение следующих дополнительных мероприятий:

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

11 КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

11.1 Контроль за выбросами от источников загрязнения атмосферы

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

Целями производственного экологического контроля являются:

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

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

План-график контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов представлен в приложении 1.

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

- по способу определения параметра:
 - инструментальный,
 - инструментально-лабораторный,
 - индикаторный,
 - расчетный, по результатам анализа фактического загрязнения атмосферы;

по месту контроля: на источнике загрязнения;

- по объему: полный и выборочный;
- по частоте измерений: эпизодический и систематический;
- по форме проведения: плановый и экстренный.

При выполнении производственного контроля ИЗА службами предприятия производится:

- первичный учет видов и количества загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в утвержденном порядке;
- определение номенклатуры и количества загрязняющих веществ с помощью инструментальных, инструментально-лабораторных или расчетных методов;
- составление отчета о вредных воздействиях по утвержденным формам;
- передача информации по превышению нормативов в результате аварийных ситуаций.

Контроль над соблюдением нормативов НДВ на предприятии подразделяются на следующие виды:

- непосредственно на источниках выбросов;

- по фактическому загрязнению атмосферы воздуха на специально выбранных контрольных точках (постах);
- на постах, установленных на границе СЗЗ или в селитебной зоне района, в котором расположено предприятие.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года №400-IV ЗРК;
2. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду»;
3. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» утвержденные Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.
4. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004 г.;
5. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005 Расчеты по п. 6-8, Расчеты по п 5;
6. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.05-2004. Астана, 2005;
7. Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196;
8. "Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах.

ПРИЛОЖЕНИЯ