



**СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ**

Государственная Лицензия № 02529Р выдана Комитетом экологического регулирования и контроля МООС и водных ресурсов РК от 12.09.2022 года на выполнение работ в области природоохранного нормирования и проектирования

Исполнитель:	Должность:
Алтай Д. Е	Директор ТОО «Бекен и К»
Данные разработчика:	
г. Кызылорда, переулок Актобе-2, дом 7 Контакты: Тел.: +77470616512	

### 3. АННОТАЦИЯ

Корректировка к проекту нормативов допустимых выбросов (НДВ) вредных веществ в атмосферу разработан на производственную деятельность месторождения Есжан Товарищества с ограниченной ответственностью «САУТС-ОЙЛ» на 2023 год.

Ранее был разработан и согласован проект нормативов НДВ загрязняющих веществ в атмосферу месторождения Есжан на 2022 год ТОО «САУТС-ОЙЛ», который прошел государственную экологическую экспертизу, получено разрешение на воздействие для объектов I категории (№: KZ37VCZ01713618 от 23.12.2021 года). (Приложение 1).

Необходимость выполнения данной работы связана с истечением срока действия предыдущего проекта НДВ, также изменением условий природопользования.

На месторождении предусматривается строительство эксплуатационной скважин проектной глубиной 2250(±250) метров на месторождении Есжан. Данный проект в соответствии пп.2 п.3 ст.49 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. проведена экологическую оценку по упрощенному порядку. На основании этого, для данного проекта был разработан Раздел «Охрана окружающей среды». Новые источники выбросов вредных веществ на перспективу развития при расширении, реконструкции объекта **учитываются согласно рабочим проектам намечаемой деятельности, в рамках процедуры экологической оценки по упрощенному порядку**, которая проводится для намечаемой и осуществляемой деятельности, не подлежащей обязательной оценке воздействия на окружающую среду и нормативы допустимых выбросов обеспечиваются к моменту приемки этих объектов в эксплуатацию (п.20 Методики).

Раздел «Охраны окружающей среды» (РООС) для действующего предприятия, предусматривающий объем строительных работ, которые будут являться кратковременными и включать выбросы на период строительства, пакет документов на получение экологического разрешения на воздействие включает проекты нормативов эмиссий и ПУО без учета объемов строительных работ, отраженных в РООС.

Исходя из вышеизложенного, проектные материалы НДВ разработаны без учета объемов строительных работ, отраженных в РООС (нормативы запрашиваются только заявкой).

Для месторождения Есжан ТОО «САУТС-ОЙЛ» решением по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду, выданное РГУ «Департамент экологии по Кызылординской области» от 24.08.2021 года определена I категория объекта (приложение 2).

Проект нормативов допустимых выбросов разработан ТОО «Бекен и К», имеющим Государственную Лицензию за № 02529 Р от 12.09.2022 г. на природоохранное проектирование и нормирование (Приложение 3).

ТОО «САУТС-ОЙЛ» работает на основании свидетельства о государственной перерегистрации юридического лица за номером №543-1958-05-ТОО от 22.01.2016 г. (БИН 060440001855), выданный Управлением юстиции Отрарского района Департамента юстиции Южно-Казахстанской области РК. Головной офис компании находится в Туркестанской области г. Шымкент по улице Желтоксан, 17, здание отеля «Rixos Khadisha Shymkent».

ТОО «САУТС-ОЙЛ» осуществляет разработку нефтяных месторождений на территории Кызылординской области. Компания разрабатывает нефтяные месторождения в пределах территории согласно лицензии на добычу нефти и газа.

В административном отношении месторождение Есжан расположено в Жалагашском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г.Кызылорда (к югу 180 км), г. Жезказган (к северо-востоку 210 км), станция Жусалы (к юго-западу 100 км). В 40 км к востоку находится нефтепромысел Кумколь.

Площадь месторождения Есжан расположена на северо-западе от площади месторождения Актау. По характеру залегания отложений эти площади аналогичны.

Перспективными объектами площади Есжан является неантиклинальные ловушки, зоны выклинивания юрских отложений к востоку и палеозойские отложения в зоне коры выветривания.

Структура месторождения Есжан, по материалам сейсморазведки образована разломной тектоникой и характер ловушки отличается по отражающим разным горизонтам.

Месторождение Есжан в настоящее время по степени изученности находится на стадии освоения.

На существующий момент на месторождении Есжан общий фонд скважин составил 15 единиц, из которых 6 скважин (1, 4, 5, 6, 7, 8) – ликвидированы, в наблюдательном фонде – 8 ед. (3, 5, 9, 11, 13, 14, 15, 16), 3 скважины (2, 10, 17) – в качестве добывающих. Расстояние между скважинами - 500 м.

ТОО «САУТС-ОЙЛ» в 2023 году планирует осуществить на месторождение Есжан добычу нефти в объеме 5,22 тыс. тонн, попутного газа в объеме 160,0 тыс. м3.

На месторождении Есжан сжигание попутного газа на факелах не предусматривается. Весь добываемый попутный нефтяной газ используется на собственные нужды (устьевые подогреватели), т.е. осуществляется 100% утилизация попутного нефтяного газа.

Месторождение Есжан представлено одной производственной площадкой – участок добычи.

Основными источниками загрязнения на участке скважин являются:

- дымовые трубы устьевых подогревателей;
- дыхательные клапаны резервуаров для сбора нефти;
- наливные гусаки;
- выхлопная труба дизельгенератора;
- дыхательный клапан емкости для дизтоплива;
- насосы;
- технологическое оборудование на скважинах.

Размещение вахтового поселка на месторождении Есжан не планируется. Обслуживающий персонал проживает на вахтовом поселке месторождения Кенлык.

По результатам проведенной инвентаризации источников выбросов загрязняющих веществ в 2023 году ТОО «САУТС-ОЙЛ» на месторождении Есжан выявлено 23 источников вредных выбросов в атмосферу, 11 из которых являются организованными.

Источникам организованных выбросов присвоены четырехзначные номера, начиная с 0001, неорганизованным источникам выбросов начиная с 6001.

Организованные источники предприятия представлены трубами устьевых нагревателей, дыхательными клапанами резервуаров для хранения нефтепродуктов, выхлопная труба дизельгенератора, автоналивными (наливные гусаки). Неорганизованные источники на предприятии представлены выделением углеводородов от оборудования эксплуатационных скважин (сепараторов, насосов, технологическое оборудование на скважинах др.).

Загрязнения атмосферы в целом по месторождению Есжан происходит вредными веществами 15 наименований, перечень которых представлен ниже:

**Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, 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	0.28666	9.002	225.05
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.046563	1.4617	24.3616667
0328	Углерод (Сажа, Углерод)		0.15	0.05		3	0.000219	0.00576	0.1152

ТОО «Саутс Ойл»

0330	черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05	3	0.01539	0.4734	9.468
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008		2	0.0044014 04	0.00183161	0.22895125
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3	4	0.06189	1.916	0.63866667
0410	Метан (727*)			50	0.0552	1.74	0.0348
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	5.2977795	2.7870914	0.05574183
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	1.952535	0.816732	0.0272244
0602	Бензол (64)	0.3	0.1	2	0.0255051 9	0.0106648	0.106648
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.2		3	0.0080149 8	0.0033522	0.016761
0621	Метилбензол (349)	0.6		3	0.0160233 6	0.0067048	0.01117467
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.03	0.01	2	0.0001181	0.003104	0.3104
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01	2	0.0000632	0.00166	0.166
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1		4	0.048836	1.190336	1.190336
В С Е Г О :					7.8191987 34	19.4203368 1	261.781571

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)

Годовые выбросы в размере 7.819198734 г/секунд и 19.42033681 тонн/год предлагаются установить в качестве нормативов допустимых выбросов для источников загрязнения атмосферы, расположенных на месторождении Есжан ТОО «САУТС-ОЙЛ» на 2023 год.

В 2022 году на месторождение Есжан добыча нефти составляла в объеме 4,12 тыс. тонн, попутный газ в объеме 535,600 тыс. м3. На 2023 год планирует осуществить добычу нефти в объеме 5,22 тыс. тонн, попутного газа в объеме 160,0 тыс. м3.

Устройство санитарно-защитной зоны между предприятием и жилой застройкой является одним из основных воздухо-охранных мероприятий, обеспечивающих требуемое качество воздуха в населенных пунктах.

В целом для месторождения Есжан уже установлена санитарно-защитная зона в размере 500 м (санитарно-эпидемиологическое заключение №517 от 18.08.2014 года (Приложение 4).

Расчеты рассеивания загрязняющих веществ на 2023 год выполнены программным комплексом «Эра» версии 3.0 фирмы НПП «Логос-Плюс», г. Новосибирск. Результаты расчета приземных концентраций загрязняющих веществ в форме изолиний и карт рассеивания, уровней шума и риски здоровья населения представлены в расчетной части проекта.

Загрязнения атмосферы по месторождению Есжан происходит вредными веществами 15 наименований. Основными загрязняющими атмосферу веществами являются: Азота (IV)

диоксид (Азота диоксид) (4), Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) ( 583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) ( 516) Сероводород (Дигидросульфид) ( 518) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727\*) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акральдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10).

В границах санитарно-защитной зоны предприятия не размещены: вновь строящиеся жилые застройки, включая отдельные жилые дома; ландшафтно-рекреационные зоны, зоны отдыха, территории курортов, санаториев и домов отдыха; вновь создаваемые и организуемые территории садоводческих товариществ, коллективных или индивидуальных дачных и садово-огородных участков; спортивные сооружения, детские площадки, образовательные и детские организации, лечебно-профилактические и оздоровительные организации общего пользования. В связи этим, данные по режиму использования территории СЗЗ предприятия не представлены.

Расчеты максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосферу произведены по унифицированной программе расчета загрязнения атмосферы "ЭРА v3.0".

В настоящем проекте критерием качества атмосферного воздуха служит соотношение С/ПДК < 1. Степень загрязнения атмосферы оценивается по величинам максимальных приземных концентраций См. Селитебная зона вблизи территории месторождений отсутствует, постов наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха в указанном районе нет.

Анализ результатов расчетов рассеивания загрязняющих веществ показывает, что концентрация вредных веществ в атмосферном воздухе на границе СЗЗ не превышают 1 ПДК, следовательно, производственная деятельность не влечет за собой негативных последствий по изменению качества атмосферного воздуха. Вблизи месторождения селитебная зона отсутствует.

На объектах ТОО «САУТС-ОЙЛ», согласно программе производственного экологического контроля ежеквартально проводятся инструментальные замеры, как на источниках загрязнения, так и на границе существующей санитарно-защитной зоны. Инструментальные замеры на источниках и на границе СЗЗ, выполненные в ходе ПЭК, подтверждают отсутствие превышения концентраций вредных веществ над ПДК.

Фактические выбросы загрязняющих веществ по месторождению Есжан 3 года составляет:

Наименования месторождений	Фактические выбросы, т/год			
	2019	2020	2021	2022 (1,2 квартал)
Есжан	5,37	9,573	13,012	2,795

Расчет платы за эмиссии в окружающую среду произведен на основании и соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан от 02.01.2021 года №400-VI ЗРК и Кодексом Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» от 25.12.2017 года № 121-VI ЗРК (п.2 ст.576).

Ставки платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу определяются исходя из размера месячного расчетного показателя (МРП), установленного на соответствующий финансовый год законом о республиканском бюджете. В 2023 году с 1 января МРП составляет 3 450 тенге.

#### 4. СОДЕРЖАНИЕ

2	СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ	2
3	АННОТАЦИЯ	3
4	СОДЕРЖАНИЕ	7
5	ВВЕДЕНИЕ	8
6	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ	9
6.1.	Почтовый адрес оператора объекта, количество площадок, взаиморасположение объекта	9
6.2.	Карта-схема предприятия с нанесенными на нее источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	11
6.3.	Ситуационная карта-схема района размещения объекта	11
7	<b>ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЕРАТОРА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ</b>	12
7.1.	Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования	12
7.1.1.	Характеристика источников выбросов в атмосферу	12
7.2.	Краткая характеристика существующих установок очистки газов, укрупненный анализ их технического состояния и эффективности работы	14
7.3.	Оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования	14
7.4.	Перспектива развития производства	15
7.5.	Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДС	15
7.6.	Характеристика аварийных и залповых выбросов	21
7.7.	Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу	22
7.8.	Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/год), принятых для расчета НДС	25
8	<b>ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО НОРМАТИВАМ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ</b>	27
8.1.	Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ	27
8.2.	Результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы на существующие положение и с учетом перспективы развития	29
8.3.	Предложения по нормативам допустимых выбросов (НДВ) по каждому источнику и ингредиенту	32
8.4.	Обоснование возможности достижения нормативов с учетом использования малоотходной технологии и других планируемых технологий	39
8.5.	Уточнение границ области воздействия объекта	40
8.6.	Данные о пределах области воздействия	42
8.7.	Документы (материалы), свидетельствующие об учете специальных требований (при их наличии) к качеству атмосферного воздуха для данного района	43
9	<b>МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОУСЛОВИЯХ (НМУ)</b>	44
9.1.	План мероприятий по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период НМУ	45
9.2.	Обобщенные данные о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу в период НМУ	45
9.3.	Краткая характеристика мероприятий. Обоснование возможного диапазона регулирования выбросов по каждому мероприятию	45
10	<b>КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ</b>	47
10.1.	Программа производственного экологического контроля	50
10.2.	Контроль за соблюдением нормативов	52
<b>Расчетная часть</b>		
1	БЛАНК ИНВЕНТАРИЗАЦИИ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ (ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ) ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ И ИХ ИСТОЧНИКОВ	59
2	РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	70
3	РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПРИЗЕМНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В ФОРМЕ ИЗОЛИНИИ И КАРТ РАССЕЙВАНИЯ РАСЧЕТ РИСКА ЗДОРОВЬЮ НАСЕЛЕНИЯ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ УРОВНЕЙ ШУМА	85
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	98

#### ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ РАЗРЕШЕНИЕ на воздействие для объектов I категории №: KZ37VCZ01713618 от 23.12.2021 года

Приложение 2 Категория объекта

Приложение 3 Лицензия на природоохранное проектирование

Приложение 4 Заключение СЭС

Приложение 5 Программ развития переработки сырого газа, внесению изменений и дополнений в утвержденные

Программы утилизации газа и Программы развития переработки сырого газа

Приложение 6 Справка РГП «Казгидромет»

Приложение 7 Исходные данные

Приложение 8 Паспорт установок

## 5. ВВЕДЕНИЕ

Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) вредных веществ в атмосферу на производственную деятельность месторождения Есжан Товарищества с ограниченной ответственностью «САУТС-ОЙЛ» на 2023 год, разработан на основании нормативно – правовых актов Республики Казахстан, базовыми из них являются следующие:

- Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI «Экологический кодекс Республики Казахстан»;
- РНД 211.2.02-97 «Рекомендации по оформлению и содержанию проектов нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу (НДВ) для предприятий Республики Казахстан»;
- Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168. Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах;
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» утвержденные Приказом Исполняющий обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.
- «Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду. Приказ от 10 марта 2021года № 63».

Необходимость выполнения данной работы связана с истечением срока действия предыдущего проекта НДВ и изменениями условия природопользования.

Работы выполнялись согласно действующим природоохранным нормам и правилам с использованием технической документации заказчика.

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

Расчеты уровня загрязнения атмосферы, создаваемые источниками вредных выбросов на месторождении Алаойл выполнены программным комплексом ЭРА, версия 3.0 фирмы НПП «Логос-Плюс», г. Новосибирск.

*Разработчик материалов ОВОС ТОО «Бекен и К»*

Адрес, реквизиты 120000, г. Кызылорда, Переулок Ақтобе-2, дом 7  
БИН 220640045859  
Кызылординский филиал АО « First Heartland Jysan Bank»  
Тел: +77470616512,  
Электронная почта: [toobeken@mail.ru](mailto:toobeken@mail.ru)

Директор

Алтай Динара Ермекқызы

## **6. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ОПЕРАТОРЕ**

### **6.1. Почтовый адрес оператора объекта, количество площадок, взаиморасположение объекта**

Наименование предприятия: ТОО «Саутс Ойл».

ТОО «САУТС-ОЙЛ» работает на основании свидетельства о государственной перерегистрации юридического лица за номером №543-1958-05-ТОО от 22.01.2016 г. (БИН 060440001855), выданный Управлением юстиции Отрарского района Департамента юстиции Южно-Казахстанской области РК.

Юридический адрес: Республика Казахстан, 160713, Туркестанская область, Отрарский район, село Шилик, ул. Кажымукана, 21.

Головной офис компании находится в Туркестанской области г. Шымкент по улице Желтоксан, 17, здание отеля «Rixos Khadisha Shymkent».

РНН: 582 200 050 163

БИН: 060 440 001 855

Вид деятельности: Разработка месторождения нефтегазовых месторождений.

Месторождение Есжан расположено в Жалагашском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г. Кызылорда (к югу 180 км), г. Жезказган (к северо-востоку 210 км), станция Жусалы (к юго-западу 100 км). В 40 км к востоку находится нефтепромысел Кумколь.

Площадь месторождения Есжан расположена на северо-западе площади месторождения Актау. По характеру залегания отложений эти площади аналогичны.

Перспективными объектами площади Есжан являются неантиклинальные ловушки, зоны выклинивания юрских отложений к востоку и палеозойские отложения в зоне коры выветривания.

Структура месторождения Есжан, по материалам сейсморазведки образована разломной тектоникой и характер ловушки отличается по отражающим разным горизонтам.

Месторождение Есжан в настоящее время по степени изученности находится на стадии освоения.

На существующий момент на месторождении Есжан общий фонд скважин составил 15 единиц, из которых 6 скважин (1, 4, 5, 6, 7, 8) – ликвидированы, в наблюдательном фонде – 8 ед. (3, 5, 9, 11, 13, 14, 15, 16), 3 скважины (2, 10, 17) – в качестве добывающих. Расстояние между скважинами - 500 м.

ТОО «САУТС-ОЙЛ» в 2023 году планирует осуществить на месторождение Есжан добычу нефти в объеме 5,22 тыс. тонн, попутного газа в объеме 160,0 тыс. м<sup>3</sup>.

На месторождении Есжан сжигание попутного газа на факелах не предусматривается. Весь добываемый попутный нефтяной газ используется на собственные нужды (устьевые подогреватели), т.е. осуществляется 100% утилизация попутного нефтяного газа.

Месторождение Есжан представлено одной производственной площадкой –участок добычи.

Основными источниками загрязнения на участке скважин являются:

- дымовые трубы устьевых подогревателей;
- дыхательные клапаны резервуаров для сбора нефти;
- наливные гусаки;
- выхлопная труба дизельгенератора;
- дыхательный клапан емкости для дизтоплива;
- насосы;
- технологическое оборудование на скважинах.

Размещение вахтового поселка на месторождении Есжан не планируется.



заповедников, музеев, памятников архитектуры и т.п.

### 6.2. Карта-схема предприятия с нанесенными на нее источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Карта-схема расположения источников выбросов на площадке добычи представлена на рисунке 2.

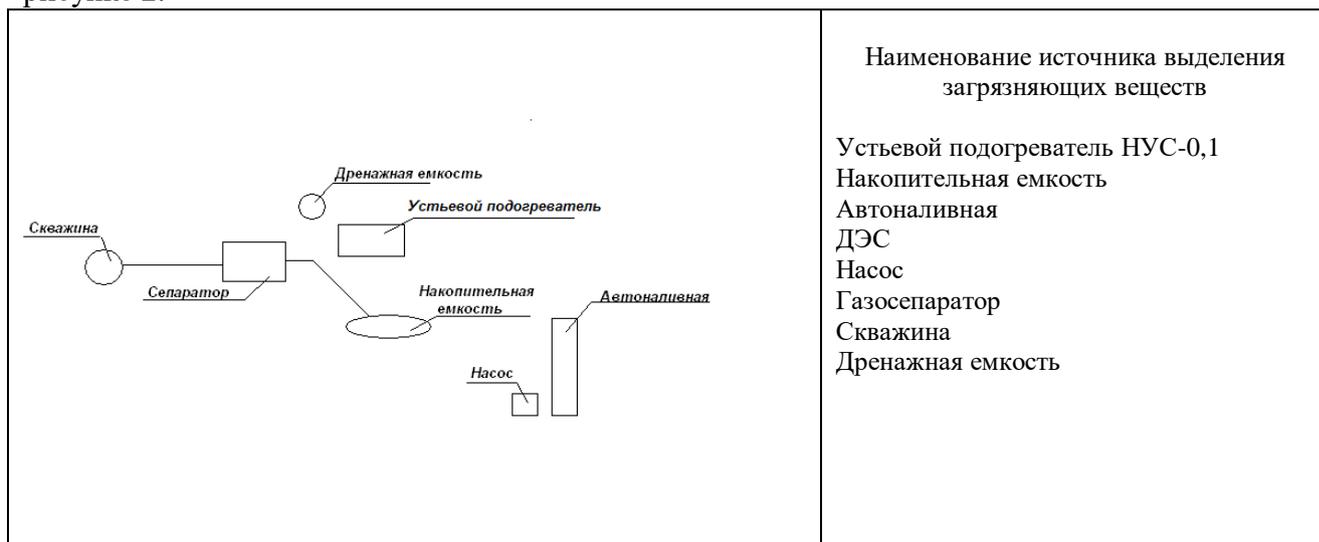


Рисунок 2. Карта-схема расположения источников выбросов на площадке добычи (1-ой скважины)

### 6.3. Ситуационная карта-схема района размещения объекта

В районе размещения объекта и на прилегающей территории не расположены зоны заповедников, музеев, памятников архитектуры и т.п.

Деятельность объекта не будет приводить к нарушению установленных экологических нормативов качества окружающей среды.

Ситуационная карта-схема района размещения объекта с указанием на ней селитебных территорий, зон отдыха (территории заповедников, музеев, памятников архитектуры), санаториев, домов отдыха представлена на рисунке 1 выше.

## **7. ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЕРАТОРА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ**

### **7.1. Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования**

Требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, поскважинного замера и промышленного транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промышленного потока нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и транспорта учитываются следующие позиции:

- устьевые давления;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции;
- схема расположения добывающих скважин;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводнённости;
- наличие близлежащих существующих объектов подготовки нефти.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта на месторождении Есжан удовлетворяет следующим требованиям:

- герметичность сбора добываемой продукции;
- точный замер дебита продукции каждой скважины;
- учет промышленной продукции месторождения в целом;
- учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды;
- надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- автоматизацию всех технологических процессов;
- минимальные технологические потери нефти и газа.

В настоящее время на месторождении Есжан предусмотрено 3 добывающие скважины (2,10 и 17).

Расстояние между скважинами - 500 м. Система сбора и подготовки на месторождении отсутствует.

На время эксплуатации скважин предполагается следующая технология: нефть со скважины будет вывозиться индивидуальным автотранспортом на ЦППН близлежащего месторождения компании ТОО «САУТС-ОЙЛ». Каждая скважина обустроена индивидуальным устьевым нагревателем типа НУС-0,1, сепаратором, накопительной емкостью для сбора дегазированной нефти. Выделившийся при сепарации нефти попутный газ используется на устьевом подогревателе (постоянно в течение всего года).

Замер нефти и газа осуществляется замерными устройствами.

#### **7.1.1. Характеристика источников выбросов в атмосферу**

По результатам проведенной инвентаризации источников выбросов загрязняющих веществ в 2023 году ТОО «САУТС-ОЙЛ» на месторождении Есжан выявлено 23 источников вредных выбросов в атмосферу, 11 из которых являются организованными.

Источниками загрязнения атмосферного воздуха на территории месторождения Есжан являются:

Источники загрязнения №№0003, 0203 и 0301 Устьевые нагреватели НУС-0,1

Попутно добываемый газ частично используется на собственные нужды - в системе сбора на устьевых подогревателях типа НУС-0,1 для подогрева нефти до 60-70оС. Высота дымовой трубы 10 м, диаметр 0,45 м. Время работы 24 часа в сутки, 365 дней в году. При работе устьевого подогревателя в атмосферу выделяются: оксид азота, диоксид азота, оксид углерода, диоксид серы, метан. Организованные источники выбросов.

Источники загрязнения №№0004, 0204,0302 Накопительные емкости объемом 50 м3

На территории скважины для временного хранения нефти установлена накопительная емкость, объемом 50 м3. При хранении и приеме нефти в атмосферу выделяются сероводород, смесь предельных углеродов С1-С-5, смесь предельных углеродов С6-С10, бензол, диметилбензол, метилбензол. Выбросы осуществляются через дыхательный клапан. Высота ИЗА 3,0 м, диаметр 0,05 м. Организованные источники выбросов.

Источники загрязнения №№0005, 0205,0303 Автоналивная

Налив нефти в автоцистерны для вывоза на участок подготовки нефти на месторождение осуществляется через автоналивную (гибкий гусак). При наливе нефти в атмосферу выделяются сероводород, смесь предельных углеродов С1-С-5, смесь предельных углеродов С6-С10, бензол, диметилбензол, метилбензол. Выбросы осуществляются через люк автотранспорта. Высота ИЗА 5,0 м, диаметр 0,2 м. Организованные источники выбросов.

Источники загрязнения №0006, ДЭС типа А-41

На скважине №2 установлен автономный дизельный генератор для электроснабжения оборудования скважин. При работе ДЭС в атмосферу выделяются оксиды азота, диоксиды азота, серы диоксид, углерод оксид, сажа, акролеин, формальдегид и алканы С12-19. Выбросы в атмосферный воздух осуществляются через выхлопную трубу. Организованные источники выбросов.

Источники загрязнения №0007, Емкость V-1,0 м3 для дизельного топлива

Для приема, хранения и отпуска дизельного топлива предназначенного для работы ДЭС на территории скважины предусматривается емкость. При наливе и хранении в атмосферный воздух выделяются пары алканы С12-19 и сероводород. Организованные источники выбросов.

Источники загрязнения №№6006, 6206, 6301 Насос

Для налива нефти с резервуаров в автоцистерны установлен насос марки НШ 40. При работе насоса в атмосферу выделяются сероводород, смесь предельных углеродов С1-С-5, смесь предельных углеродов С6-С10, диметилбензол, бензол, метилбензол. Неорганизованные источники выбросов.

Источники загрязнения №№ 6007, 6207, 6302 Газосепаратор

Для отделения газа от жидкости на каждой площадке добычи установлен газосепаратор. При работе газосепаратора через предохранительный клапан в атмосферный воздух выделяются смесь предельных углеродов С1-С5. Неорганизованные источники выбросов.

Источники загрязнения №№ 6008, 6208, 6303 Скважина

На месторождении функционируют скважины для добычи углеводородного сырья.

Согласно утвержденного и согласованного с компетентным органом графика проверки нефтегазовых объектов ТОО «Саутс-Ойл» работниками Кызылординского филиала РГП на ПХВ «ПВАСС» оборудование скважины периодически проходит проверку на герметичность. При штатном режиме работы оборудования скважины (100% герметичность) выбросы вредных веществ в атмосферный воздух не предусматривается. Неорганизованные

источники выбросов.

Источники загрязнения №№ 6009, 6209, 6304 Дренажная емкость

Для сбора попутно-добываемой пластовой воды, на каждой площадке скважины установлена дренажная емкость, объемом 10 м<sup>3</sup>. При работе в атмосферный воздух выделяются углеводороды предельные С12-19. Неорганизованные источники выбросов.

**7.2. Краткая характеристика существующих установок очистки газов, укрупненный анализ их технического состояния и эффективности работы**

Установок для очистки газа на предприятии не имеется.

При проведении проектируемых работ газопылеочистное оборудование не применяется и не используется.

**Таблица 7.2-1 - Показатели работы газоочистных и пылеулавливающих установок (ПГО)**

Номер источника выделения	Наименование и тип пылегазоулавливающего оборудования	КПД аппаратов, %		Код загрязняющего вещества по котор.проис - ходит очистка	Коэффициент обеспеченности К(1),%
		проектный	фактический		
1	2	3	4	5	6
На рассматриваемом объекте оператора пылегазоочистное оборудование отсутствует					

**7.3. Оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования**

Согласно проектным данным, применяемая технология добычи и транспортировки нефти на месторождении Есжан ТОО «Саутс-Ойл» соответствует научно-техническому уровню в стране и за рубежом, и используются наилучшие доступные технологии.

С целью внедрения наилучших доступных технологий на предприятии используется оборудование как зарубежного производства, так и отечественного (устьевые подогреватели в комплекте со вспомогательным оборудованием, устройствами, установками и сооружениями).

Технологический процесс на месторождении Есжан организован с использованием современных энергосберегающих технологий и применением высокоэкологичного оборудования и системой автоматического управления.

Генераторные дизельные электростанции производятся в виде единого модуля, все компоненты которого максимально слаженно взаимодействуют друг с другом. Габариты и устройство дизель-генераторов зависят от основных характеристик моделей: мощности, напряжения, частоты.

В период промышленной эксплуатации месторождения Есжан периодически проводится текущий ремонт устьевых подогревателей, оборудования.

Норматив предельно допустимого выброса вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу (НДВ) устанавливается для каждого источника загрязнения атмосферы при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника и от совокупности источников города или другого населенного пункта, с учетом перспективы развития предприятия и рассеивания вредных веществ в атмосфере, не создадут приземную концентрацию, превышающую их предельно допустимые концентрации (ПДК) на границах санитарно-защитных зон и населенных пунктов.

Согласно п.23 Методики - нормативы допустимых выбросов устанавливаются с таким условием, чтобы общая нагрузка на атмосферный воздух в пределах области воздействия не

приводила к нарушению установленных экологических нормативов качества окружающей среды или целевых показателей качества окружающей среды, а также на территории ближайшей жилой зоны, расчетные максимально разовые концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха не превышали соответствующие экологические нормативы качества с учетом фоновых концентраций.

Согласно справки РГП «Казгидромет» от 10.11.2022 года работы за определением фоновой концентрации на месторождении Есжан ТОО «САУТС-ОЙЛ» (Жалагашский район Кызылординской области) не ведутся (Приложение б).

Расчеты рассеивания загрязняющих веществ на 2023 год выполнены программным комплексом «Эра» версии 3.0 фирмы НПП «Логос-Плюс», г. Новосибирск. Результаты расчета приземных концентраций загрязняющих веществ в форме изолиний и карт рассеивания, уровней шума и риски здоровья населения представлены в расчетной части проекта.

В связи с тем, максимальные концентрации вредных веществ на границе СЗЗ и, соответственно, на границе жилой застройки не превышают 1 ПДК, дополнительные мероприятия по защите населения от воздействия выбросов вредных химических примесей в атмосферный воздух не требуются.

#### **7.4. Перспектива развития производства**

ТОО «САУТС-ОЙЛ» в 2023 году планирует осуществить на месторождение Есжан добычу нефти в объеме 5,22 тыс. тонн, попутного газа в объеме 160,0 тыс. м<sup>3</sup>.

На месторождении Есжан сжигание попутного газа на факелах не предусматривается. Весь добываемый попутный нефтяной газ используется на собственные нужды (устьевые нагреватели), т.е. осуществляется 100% утилизация попутного нефтяного газа.

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

#### **7.5. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДС**

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета предельно допустимых выбросов (НДВ) составлена согласно «Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду», (утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года № 63-п).

В расчетах валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу использованы методики, утвержденные МОС и ВР РК, список которых приводится в перечне используемой литературы, и программном комплексе «ЭРА» (фирма «Логос-плюс», г. Новосибирск).

Данные из таблицы параметров источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу использованы для проведения расчетов рассеивания и моделирования максимально-возможных приземных концентраций веществ и их групп суммаций в месте размещения производственной базы при существующих метеорологических характеристиках района.

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативно допустимых выбросов (ПНЭ) представлены в таблицах ниже:

ЭРА v3.0 ТОО «Бекен и К»

**Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов на 2023**

Кызылординская область, ТОО "Саутс Ойл" мр Есжан 2023 год нормир.

Пр оиз вод ств о	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наимено вание источника выброса вредных веществ	Но мер ист оч ника вы бро сов на кар те схе ме	Высо та ист оч ника выбро сов, м	Ди аме тр уст ья тру бы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м.				Наимено вани е газооч истных устано вок, тип и меропр иятия по сокраще нию выброс ов	Ве ще ств о, по ко ро ро му про из води тся газ ооч ист ка	Кэф фи ци ент обес пече ния нос ти газ ооч ист кой, %	Средне эксплу атацион ная степень очистки/ максима льная степень очистки, %	Код вещес тва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год дости жения НДВ
												Скорос ть, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе ратура смеси, оС	точ.ист. /1- го конца линейного источника /центра площадного источника							2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника	г/с	мг/нм3	
		X1	Y1						X2	Y2															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
<b>Площадка 1</b>																									
001		Устьевой подогрев атель НУС-0,1	1	8760	Дымовая труба	000 3	10	0,4 5	1,31	0,1442	200	-35	437							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0934	1122,225	2,944	2023
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,01517	182,272	0,478	2023
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00438	52,627	0,1381	2023
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0184	221,081	0,58	2023
																				0410	Метан (727*)	0,0184	221,081	0,58	2023
001		Наконт ельная емкость V=50м3	1	8760	Дыхатель ный клапан	000 4	3	0,0 5	0,51	0,0010014	34,1	168	134							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0001323	148,617	0,000493	2023
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1598	179509,0 54	0,595	2023
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0591	66389,14 3	0,22	2023
																				0602	Бензол (64)	0,000772	867,215	0,002874	2023
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0002426	272,521	0,000903	2023
																				0621	Метилбензол (349)	0,000485	544,818	0,001806	2023

ТОО «Саутс Ойл»

001	Автомобильная	1	800	Люк автоцистерны	0005	5	0,2	0,1	0,0031416	34,1	72	-41						0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,001323	473,725	0,0003996	2023
																		0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1,598	572193,679	0,483	2023
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,591	211618,564	0,1785	2023
																		0602	Бензол (64)	0,00772	2764,29	0,00233	2023
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,002426	868,675	0,000733	2023
																		0621	Метилбензол (349)	0,00485	1736,633	0,001465	2023
001	ДЭС типа А41	1	7300	Выхлопная труба	0006	3	0,15	21,43	0,3787002	450	200	-38						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,00646	45,177	0,17	2023
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,001053	7,364	0,0277	2023
																		0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,000219	1,532	0,00576	2023
																		0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00225	15,735	0,0591	2023
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,00669	46,785	0,176	2023
																		1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акриальдегид) (474)	0,0001181	0,826	0,003104	2023
																		1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0000632	0,442	0,00166	2023
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,001556	10,882	0,0409	2023
001	Емкость для дизтоплива	1	8760	Дыхательный клапан	0007	2,5	0,05	1,53	0,0030042	34,1	0	0						0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0000305	11,421	0,00000281	2023
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,01086	4066,475	0,001	2023
002	Устьевого подогревателя НУС-0,1	1	8760	Дымовая труба	0203	10	0,45	1,31	0,2076	200	-35	437						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0934	779,503	2,944	2023
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,01517	126,607	0,478	2023
																		0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00438	36,555	0,1381	2023

ТОО «Саутс Ойл»

																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,0184	153,564	0,58	2023
																		0410	Метан (727*)	0,0184	153,564	0,58	2023
002		Накопительная емкость V=50м3	1	8760	Дыхательный клапан	0204	3	0,05	0,51	0,0010014	34,1	168	134					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0001323	148,617	0,0000602	2023
																		0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1598	179509,054	0,0727	2023
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0591	66389,143	0,0269	2023
																		0602	Бензол (64)	0,000772	867,215	0,0003514	2023
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0002426	272,521	0,0001104	2023
																		0621	Метилбензол (349)	0,000485	544,818	0,000221	2023
002		Автоналивная	1	800	Люк автоцистерны	0205	5	0,2	0,1	0,0031416	34,1	52	-41					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,001323	473,725	0,0000602	2023
																		0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1,598	572193,679	0,0727	2023
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,591	211618,564	0,0269	2023
																		0602	Бензол (64)	0,00772	2764,29	0,0003514	2023
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,002426	868,675	0,0001104	2023
																		0621	Метилбензол (349)	0,00485	1736,633	0,000221	2023
003		Устьевого подогревателя НУС-0,1	1	8760	Дымовая труба	0301	10	0,45	1,31	0,2076	200	-35	437					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0934	779,503	2,944	2023
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,01517	126,607	0,478	2023
																		0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00438	36,555	0,1381	2023
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,0184	153,564	0,58	2023
																		0410	Метан (727*)	0,0184	153,564	0,58	2023
003		Накопительная емкость V=50м3	1	8760	Дыхательный клапан	0302	3	0,05	0,51	0,0010014	34,1	168	134					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0001323	148,617	0,000451	2023
																		0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1598	179509,054	0,545	2023

ТОО «Саутс Ойл»

																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0591	66389,143	0,2015	2023
																		0602	Бензол (64)	0,000772	867,215	0,00263	2023
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0002426	272,521	0,000827	2023
																		0621	Метилбензол (349)	0,000485	544,818	0,001654	2023
003		Автоналивная	1	800	Люк автоцистерны	0303	5	0,2	0,1	0,0031416	34,1	62	-41					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,001323	473,725	0,0003504	2023
																		0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1,598	572193,679	0,423	2023
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,591	211618,564	0,1565	2023
																		0602	Бензол (64)	0,00772	2764,29	0,002044	2023
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,002426	868,675	0,000642	2023
																		0621	Метилбензол (349)	0,00485	1736,633	0,001285	2023
001		Насос	1	800	Неорганизованные источники	6006	2					149	156	43	16			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1,668E-06		0,0000048	2023
																		0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,002014		0,0058	2023
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000745		0,002144	2023
																		0602	Бензол (64)	9,73E-06		0,000028	2023
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3,06E-06		0,0000088	2023
																		0621	Метилбензол (349)	6,12E-06		0,0000176	2023
001		Газосепаратор	1	8760	Неорганизованные источники	6007	2					-220	195	48	37			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0061125		0,1927638	2023
001		Скважина	1	8760	Неорганизованные источники	6008	2					-152	206	27	27			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				2023
001		Дренажная емкость	1	8760	Неорганизованные источники	6009	2					-103	151	27	27			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,01214		0,382812	2023
002		Насос	1	800	Неорганизованные источники	6206	2					149	-156	43	16			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1,668E-06		0,0000048	2023

ТОО «Саутс Ойл»

																		0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,002014		0,0058	2023
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000745		0,002144	2023
																		0602	Бензол (64)	9,73E-06		0,000028	2023
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3,06E-06		0,0000088	2023
																		0621	Метилбензол (349)	6,12E-06		0,0000176	2023
002		Газосепаратор	1	8760	Неорганизованные источники	6207	2											0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0061125		0,1927638	2023
002		Скважина	1	8760	Неорганизованные источники	6208	2											0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				2023
002		Дренажная емкость	1	8760	Неорганизованные источники	6209	2											2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,01214		0,382812	2023
003		Насос	1	800	Неорганизованные источники	6301	2											0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1,668E-06		0,0000048	2023
																		0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,002014		0,0058	2023
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000745		0,002144	2023
																		0602	Бензол (64)	9,73E-06		0,000028	2023
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3,06E-06		0,0000088	2023
																		0621	Метилбензол (349)	6,12E-06		0,0000176	2023
003		Газосепаратор	1	8760	Неорганизованные источники	6302	2											0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0061125		0,1927638	2023
003		Скважина	1	8760	Неорганизованные источники	6303	2											0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				2023
003		Дренажная емкость	1	8760	Неорганизованные источники	6304	2											2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,01214		0,382812	2023

## 7.6. Характеристика аварийных и залповых выбросов

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

Анализ технологии производства ТОО «САУТС-ОЙЛ» на месторождении Есжан показывает, что в процессе работы технологического оборудования условия, при которых могут возникнуть аварийные или залповые выбросы отсутствуют.

На месторождении аварийные ситуации предотвращаются регулярными профилактическими работами.

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

Анализ аварий включает в себя рассмотрение многочисленных аварийных сценариев в условиях эксплуатации промышленного объекта, включая вероятность возникновения стихийных бедствий.

К главным причинам аварий следует отнести:

- полные или частичные отказы технических систем и транспортных средств;
- пожары, вызванные различными причинами;
- коррозия и дефекты трубопроводов, нефтепромыслового оборудования;
- ошибки обслуживающего персонала;
- опасные и стихийные природные явления.

К потенциально возможным аварийным ситуациям на промысле можно отнести следующие:

- > разлив нефти или дизельного топлива при их транспортировке в автоцистернах;
- > неконтролируемый выброс пластовых флюидов.

Основными мероприятиями по предупреждению и снижению последствий аварийных ситуаций на резервуарах являются:

- тщательный контроль состояния резервуаров;
- обвалование резервуаров с пожароопасными веществами и создание под ними площадок каре с непроницаемым экраном;
- периодический визуальный осмотр резервуаров и прочих емкостей для хранения;
- закладка и обвалование непроницаемого слоя из глины или пластика;
- оборудование дренажей незагрязненной нефтепродуктами воды с обвалованного участка;
- заземление всех резервуаров и других емкостей для хранения нефти и нефтепродуктов, а также технологического оборудования;
- оборудование всех стационарных емкостей запорными устройствами и их своевременная ревизия;
- оборудование всех нефтепроводов обратными клапанами;

Основными мероприятиями по предупреждений и снижению последствий аварийных ситуаций магистрального нефтепровода являются:

- тщательный контроль утечки с помощью электронных датчиков и приборов для объемных измерений;
- дооборудование трубопровода системами отсечки и поддержание их в постоянной исправности;
- оборудование локальных систем оповещения и сигнализации; поддержание в постоянной готовности сил и средств ликвидации аварии;
- защита от механических повреждений за счет защитных кожухов в местах пересечений с автодорогами и другими коммуникациями;
- осуществление усиленной антикоррозийной изоляции при подземной прокладке трубопроводов;

Залповые выбросы на месторождении возможны только при прорывах нефте- и газопроводов. На месторождении в основном используется глубинно-насосный способ и производится постоянный контроль за работой качалок, состоянием нефтегазопроводов и возможностью перекрытия поврежденных участков. Все это исключает возможность больших залповых выбросов.

На месторождении предусмотрен порядок действий в случае потенциально возможной аварии. Для ликвидации аварии нефтепроводов должна высылаться ремонтная бригада со спецтехникой, экскаватор, сварочный агрегат, вакуум-техника, самосвал, бортовая автомашина с обслуживающим персоналом. При этом определяется площадь разлитой нефти и ее количество, экскаватором роется приямок для сбора с помощью скребков разлитой нефти, с последующей откачкой ее в наливную цистерну и вывоз на промысел.

После сбора всей разлитой нефти, с помощью экскаватора собирают в кучу пропитанную нефтью почву, загружают ее в самосвал и отвозят на сборник нефтешламов.

Место порыва нефтепровода вскрывают экскаватором, предварительно готовят трубопровод под электросварку. На место порыва должна накладываться металлическая заплатка, после чего трубу изолируют гидроизоляцией. Затем должна производиться обратная засыпка траншей бульдозером.

После окончания аварийных работ, открывают задвижки на нефтепроводе, и восстанавливают откачку нефти в соответствии с режимом работы нефтеподачи.

Детальные мероприятия по предотвращению и ликвидации последствий аварийных ситуациях должны быть отражены в инструкциях, согласованных соответствующих государственными органами. Залповые выбросы возможны также при профилактических мероприятиях при опорожнении технологического оборудования.

Для борьбы с возможным пожаром предусматривается достаточное количество противопожарного оборудования, средств индивидуальной защиты.

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

**Таблица 7.6-1 – 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
-	-	-	-	-	-	-

**Примечание** - Залповых и аварийных источников выбросов на предприятии в результате производственной деятельности не предвидится.

### **7.7. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу**

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, составлен по расчетам выбросов.

Таблицы составлены с помощью программного комплекса «ЭраV3.0» (фирма «Логос-плюс», г. Новосибирск) на основе расчетов выбросов загрязняющих веществ на 2023 год.

Количественная характеристика выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ (т/год) приводится по усредненным годовым значениям в зависимости от изменения режима работы предприятий, технологического процесса и оборудования, расхода и характеристик сырья, реагентов, материала и т.д.

В таблице 7.7-1 наряду с загрязняющими веществами, их кодами и классами опасности приведены общие значения максимально-разовых и годовых выбросов предприятия в целом по видам загрязняющих веществ, а также определены коэффициенты опасности каждого вещества и выброс вещества в усл. т/год.

Численный показатель категории опасности определен по следующему принципу:

$$\text{КОП} = \sum (M_i / \text{ПДК}_i) c_i,$$

$M_i$  – масса выбросов  $i$ -того вещества, т/год;

$\text{ПДК}_i$  – среднесуточная предельно-допустимая концентрация  $i$ -го вещества, мг/м<sup>3</sup>

$n$  – Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых предприятием;

$C_i$  – безразмерная величина, соотношения вредности  $i$ -того вещества с вредностью сернистого газа, где:

Константа	Класс опасности			
	1	2	3	4
$C_i$	1,7	1,3	1,0	0,9

Согласно приведенным ниже граничным условиям деления предприятий на категории опасности рассчитана категория опасности предприятия по массе и видовому составу выбрасываемых в атмосферу веществ.

Категория опасности предприятия	I	II	III	IV
Значение КОП	$\text{КОП} > 10^6$	$10^6 \geq \text{КОП} > 10^4$	$10^4 > \text{КОП} > 10^3$	$\text{КОП} < 10^3$

При совместном присутствии в воздухе атмосферы веществ, выделяемых в процессе производства предприятий, увеличивается токсичность воздействия этих веществ на окружающую среду и на здоровье человека, т.е. проявляется эффект суммации.

Показатель эффекта суммации является одной из характеристик опасности загрязняющих веществ, выделяемых в атмосферу источниками выбросов.

ЭРА v3.0 ТОО «Бекен и К»

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на 2023 год

Кызылординская область, ТОО "Саутс Ойл" мр Есжан 2023 год нормир.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, 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	0.28666	9.002	225.05
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.046563	1.4617	24.3616667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.000219	0.00576	0.1152
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	0.01539	0.4734	9.468
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.004401404	0.00183161	0.22895125
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	0.06189	1.916	0.63866667
0410	Метан (727*)				50		0.0552	1.74	0.0348
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		5.2977795	2.7870914	0.05574183
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		1.952535	0.816732	0.0272244
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.02550519	0.0106648	0.106648
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.00801498	0.0033522	0.016761
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.01602336	0.0067048	0.01117467
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.0001181	0.003104	0.3104
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.0000632	0.00166	0.166
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0.048836	1.190336	1.190336
	В С Е Г О :						7.819198734	19.42033681	261.781571

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

или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

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

### **7.8. Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/год), принятых для расчета НДС**

В соответствии с требованиями п. 12 Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду, утверждённой приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 (далее – Методика определения нормативов) перечень источников выбросов и их характеристики определяются для проектируемых объектов на основе проектной информации.

В соответствии с требованиями Методики определения нормативов эмиссий определение количественных и качественных характеристик выбросов вредных веществ проводится с применением инструментальных или расчётных (расчётно-аналитических) методов.

Инструментальные методы являются преобладающими для источников с организованным выбросом загрязняющих веществ в атмосферу. Инструментальные измерения массовой концентрации и определения значений массовых выбросов загрязняющих веществ в отходящих газах выполняются аккредитованными лабораториями на сертифицированном оборудовании и/или посредством автоматизированной системы мониторинга при наличии.

Расчётные методы применяются для определения характеристик неорганизованных выделений (выбросов) при отсутствии возможности проведения инструментальных замеров на источниках с организованным выбросом, разработанных и согласованных в установленном порядке методов количественного химического анализа, а также для получения данных о параметрах выбросов проектируемых и реконструируемых объектов.

Расчётные (расчётно-аналитические) методы базируются на удельных технологических показателях, балансовых схемах, закономерностях протекания физико-химических процессов производства, а также на сочетании инструментальных измерений и расчётных формул, учитывающих параметры конкретных источников.

Исходные данные (г/с, т/год) для расчёта эмиссий загрязняющих веществ (НДВ) уточнены расчётным методом. Для определения количественных выбросов использованы действующие и утверждённые методики.

На основании проведенных расчетов, представленных в Приложении 1, а также по исходным данным об используемых материалах, реагентах, объемах добычи определены количественные и качественные характеристики выбросов загрязняющих веществ в атмосферу расчетным путем по утвержденным в РК нормативным документам.

Определение величин выбросов загрязняющих веществ от оборудования проведено расчетными методами в соответствии со следующими методическими документами:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г;
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005 Расчеты по п. 6-8
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005 Расчет по п. 9
4. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005 Расчеты по п 5.
5. "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.

Обоснованием полноты и достоверности исходных данных, принятых для расчета нормативов допустимых выбросов, является задания на проектирования полученная от оператора, утвержденная оператором проектная документация, материалы инвентаризации

выбросов загрязняющих веществ и их источников; данные первичного учета или данные из форм статической отчетности, данные полученные инструментальными замерами или расчетными и балансовыми методами с указанием перечня методических документов, регламентирующих методы отбора, анализа выброса загрязняющих веществ, паспортные данные производителя оборудования (установки), заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с подпунктом 3) пункта 2 статьи 76 Кодекса или заключение об отсутствии необходимости обязательной оценки воздействия на окружающую среду, с учетом соответствующих значений, указанных в заявлении о намечаемой деятельности в соответствии с подпунктом 9) пункта 2 статьи 68 Кодекса.

Перед разработкой проекта проведена инвентаризация источников выделения загрязняющих веществ в атмосферу. Для определения величины выбросов использовались методики, действующие в Республике Казахстан.

Все исходные данные для разработки проекта нормативов НДВ выданы ТОО «САУТС-ОЙЛ» (Приложение 7).

## 8. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО НОРМАТИВАМ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ

### 8.1. Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ

Климат региона резко континентальный с жарким, сухим, продолжительным летом и холодной малоснежной зимой. Такой климатический режим обусловлен расположением региона внутри евроазиатского материка, южным положением, особенностями циркуляции атмосферы, характером подстилающей и другими факторами.

Континентальность климата проявляется в больших колебаниях метеорологических элементов в их суточном, месячном и годовом ходе.

Участки планируемых работ расположены в зоне внутриматериковых пустынь, для которых характерен резко континентальный климат с жарким сухим продолжительным летом и холодной короткой малоснежной зимой. Такой климатический режим обусловлен расположением области внутри Евроазиатского материка, южным положением, особенностями циркуляции атмосферы, характером подстилающей поверхности и другими факторами. Континентальность климата проявляется в больших колебаниях метеорологических элементов, в их суточном, месячном и годовом ходе. В последние годы за счет процесса высыхания Аральского моря отмечается заметное изменение климатических условий Приаралья. Ранее Арал выступал в роли своеобразного регулятора, смягчая холодные ветры, приходившие осенью и зимой из С ужесточением климата лето в регионе стало более сухим и коротким, зимы – длинными и холодными. Вегетативный сезон сократился до 170 дней. На прибрежных территориях Аральского моря атмосферные осадки сократились в несколько раз, их величина в среднем составляет 150-200 мм со значительной неравномерностью по сезонам. Отмечается высокая испаряемость (до 1700 мм в год) при уменьшении влажности воздуха на 10%.

Температура воздуха зимой понизилась, а летом повысилась на 2-3°C. В летний период отмечаются высокие температуры (до 49°C). Характерной чертой климата Приаралья является высокая повторяемость и значительная продолжительность пыльных бурь и поземков.

Температура воздуха. Годовой ход температуры на станции Кызылорда минимум достигается в январе, максимум – в июле. Лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Абсолютный максимум температуры -44 - 47°C. Средняя температура самого холодного месяца района участка от -90°C до -120°C. Открытость к северу позволяет холодным массам беспрепятственно проникать на территорию области и вызвать резкие похолодания, особенно зимой. Абсолютный минимум температуры воздуха достигает -400°C, -450°C. Период со среднесуточной температурой воздуха выше 00°C длится 235-275 дней. Он начинается обычно 23 февраля – 18 марта и заканчивается 12-28 ноября. Продолжительность безморозного периода составляет 160-200 дней. Первые заморозки наступают 8 ноября, а последние – 12 апреля. Продолжительность безморозного периода составляет примерно 178 дней в году. Снежный покров незначителен и неустойчив, обычно его сдувает с поверхности. Средняя максимальная высота снежного покрова достигает до 6 см. Продолжительность пребывания снежного покрова до 35-55 дней.

Влажность воздуха. Годовой ход относительной влажности противоположен ходу температуры воздуха, т.е. с ростом температуры воздуха относительная влажность уменьшается. Наиболее высокой относительная влажность воздуха бывает в холодное время года. Средние месячные значения ее в это время (XI-III) составляют 57-90% м/с Кызылорда. В период с апреля по октябрь значения ее колеблются от 27-50 до 54-57% с минимумом в июле. Дефицит влажности в районе работ составляет в среднем за год 10,4 гПа. В холодный период, когда температура воздуха низкая, дефицит влажности невелик (0,6-1,7 гПа) и минимальное его значение 0,6 гПа наблюдается в январе. К июлю дефицит влажности возрастает и в среднем поднимается до 26,6 гПа.

Атмосферные осадки. Засушливость – одна из отличительных черт климата данного района. Осадков выпадает очень мало. Среднегодовое количество их не превышает 100-150 мм и распределяется по сезонам года крайне неравномерно, 60% всех осадков приходится на зимне-весенний период. В отдельные влажные годы сумма осадков может достигать 227 мм. Наличие большого дефицита влажности при высоких температурах воздуха создает условия для значительного испарения. Засушливый период начинается с июня месяца и продолжается до октября месяца. Средняя величина испарения с открытой водной поверхности, по многолетним наблюдениям может составлять 1478 мм, что более чем в 10 раз превышает сумму годовых атмосферных осадков. Этим объясняется значительная засоленность грунтов данной территории.

Ветер. Для данного региона характерны частые и сильные ветры, преимущественно северо-восточного направления. Сильные ветры зимой при низких температурах сдувают незначительный покров с возвышенных частей рельефа, что вызывает глубокое промерзание и растрескивание верхних слоев почвы. В летние месяцы наблюдаются пыльные бури. Средняя годовая скорость ветра по данным метеостанций Кызылорда равна – 2,7-3,0 м/с и наибольшую повторяемость имеют ветры северо-восточного направления (31%).

Атмосферные явления. Число дней в год с пыльной бурей в данном районе составляет 23,1. Наибольшее число дней с пыльной бурей приходится на апрель-май. Туманы здесь бывают чаще зимой, и среднее число дней с туманом в год составляет около 22. Гроза регистрируется в среднем 8 дней в год.

*Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей*

Метеорологические условия оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание вредных примесей, поступающих в атмосферу. Наибольшее влияние на рассеивание примесей в атмосферу оказывает режим ветра и температуры. На формирование уровня загрязнения воздуха оказывают также влияние туманы, осадки и радиационный режим.

Ветры оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание примесей в атмосфере, особенно слабые. Однако в это время значительно увеличивается подъем перегретых выбросов в слои атмосферы, где они рассеиваются, если при этих условиях наблюдаются инверсии, то может образоваться "потолок", который будет препятствовать подъему выбросов, и концентрация примесей у земли резко возрастает.

Осадки очищают воздух от примесей. После длительных и интенсивных осадков высокие концентрации примесей наблюдаются очень редко. Засушливость климата в изучаемом районе не способствует очищению атмосферы.

Солнечная радиация обуславливает фотохимические реакции в атмосфере и формирование различных вторичных продуктов, обладающих часто более токсичными свойствами, чем вещества, поступающие от источников выбросов. Совокупность климатических условий: режим ветра, застой воздуха, туман, инверсии и т.д., определяет способность атмосферы рассеивать продукты выбросов и формировать некоторый уровень ее загрязнения. Для оценки климатических условий рассеивания примесей на территории СНГ используется показатель - потенциал загрязнения атмосферы (ПЗА), по которому выделяется пять зон. Изучаемый нами район относится к IV зоне с высоким ПЗА

**Таблица 8.1-1 - Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере.**

Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, °С	34,3
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее холодного месяца года, °С	-9,2
Многолетняя роза ветров, %	
С	16
СВ	31
В	14
ЮВ	4
Ю	6

ЮЗ	8
З	12
СЗ	9
Штиль	13
Скорость ветра по средним многолетним данным, повторяемость которой составляет 5%, м/с	9

## 8.2. Результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы на существующие положение и с учетом перспективы развития

Целью моделирования рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере является определение степени и дальности воздействия загрязняющих веществ на приземный слой воздуха территорий, прилегающих к производственной базы.

Моделирование рассеивания загрязняющих веществ от источников выбросов в настоящей работе выполняется с применением специально разработанной и утвержденной системы качественных и количественных критериев оценки на основе достоверных сведений: о качественных и количественных характеристиках источников загрязнения, о климатических условиях района место размещения, о «фоновом» состоянии и других определяющих параметров воздушного бассейна.

Расчеты рассеивания (модулирования максимальных расчетных приземных концентраций) выполнены на теплый период года с учетом фоновых концентраций по программному комплексу «ЭРА. V3.0», НПО «ЛОГОС ПЛЮС».

Указанная программа реализует Методику расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятия, РНД 211.2.01.10-97. Настоящая методика предназначена для расчета концентраций в двухметровом слое над поверхностью земли, а также вертикального распределения концентраций. Степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризуется наибольшим рассчитанным значением концентрации, соответствующим неблагоприятным метеорологическим условиям, в том числе (опасными) скоростью и направлением ветра, встречающимися примерно в (1-2) % случаев.

При одновременном совместном присутствии в атмосферном воздухе нескольких веществ, обладающих суммацией вредного действия, для каждой группы указанных веществ однонаправленного вредного действия рассчитывается безразмерная суммарная.

Концентрация или значения концентраций вредных веществ, обладающих суммацией вредного действия, приводятся условно к значению концентраций одного из них.

Критерием оценки качества атмосферного воздуха служат максимально разовые предельно допустимые концентрации (ПДК) веществ. ПДК рассчитываются в приземном слое атмосферного воздуха с усреднением за период не более 20 минут как отдельные элементы (ПДК) или как суммация токсичного действия ряда загрязняющих веществ в определенном их сочетании, присутствующих в выбросах источников предприятия. Существуют два вида ПДК - один для рабочих участков внутри СЗЗ, и другие более жесткие для населенных пунктов за пределами СЗЗ.

При выполнении моделирования рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере использованы следующие исходные данные:

- Данные параметров источников выбросов загрязняющих веществ, определенных по проектной документации;
- Данные по условиям рассеивания выбросов в атмосфере по данным РГП «Казгидромет». Работы за определением фоновой концентрации на месторождении Есжан ТОО «САУТС-ОЙЛ» (Жалагашский район Кызылординской области) не ведутся.

Расчет рассеивания выполнен по программному комплексу «ЭРА».

Результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы на существующее положение и с учетом перспективы развития предприятия.

Согласно пункта 2.1. РНД 211.2.01.01 – 97 максимальное значение приземной концентрации вредного вещества  $C_m$  (мг/м<sup>3</sup>) при выбросе газовой смеси из одиночного точечного источника с круглым устьем достигается при неблагоприятных метеорологических условиях на расстоянии  $X_m$  (м) от источника определяется по формуле:

$$C_m = \frac{A * M * \Gamma * m * n * \eta}{\sqrt[3]{H^2 * V * \Delta T}} \text{ где,}$$

$A$  – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы;

$M$  (г/с) – масса вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу в единицу времени;

$\Gamma$  – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе;

$m$  и  $n$  – коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выброса;

$H$  (м) – высота источника над уровнем земли;

$\eta$  – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности, в случае ровной и слабо пересеченной местности с перепадами высот, не превышающими 100 м на 1 км, коэффициент равен 1,0;

$\Delta T$  (град) – разность между температурой, выбрасываемой газовой смеси  $T_g$  и температурой окружающего атмосферного воздуха  $T_v$ ;

$V_1$  (м<sup>3</sup>/с) – расход газовой смеси, определяемой по формуле:

$$V_1 = \pi * d^2 / 4 * W_0 \text{ где,}$$

$W_0$  (м/с) – средняя скорость выхода газовой смеси из устья источника выброса.

В нашем случае расчет рассеивания загрязняющих веществ был произведен по программе «Эра 3.0».

Результаты расчетов рассеивания приведены в расчетной части.

Месторождение Есжан расположено в Жалагашском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г. Кызылорда (к югу 180 км), г. Жезказган (к северо-востоку 210 км), станция Жусалы (к юго-западу 100 км). В 40 км к востоку находится нефтепромысел Кумколь.

Площадь месторождения Есжан расположена на северо-западе площади месторождения Актау. По характеру залегания отложений эти площади аналогичны. Перспективными объектами площади Есжан являются неантиклинальные ловушки, зоны выклинивания юрских отложений к востоку и палеозойские отложения в зоне коры выветривания.

Степень загрязнения атмосферы оценивается по величинам максимальных приземных концентраций  $C_m$ , создаваемых выбросами на границе санитарно-защитной зоны.

Анализ результатов рассеивания показал, что по всем ингредиентам максимальная приземная концентрация в СЗЗ не превышает установленные ПДК, в связи с этим предусматриваются один этап установления НДВ.

Анализ проведенных расчетов приземных концентраций выбросы вредных веществ, отходящих от стационарных источников расположенных на месторождении Есжан ТОО «САУТС-ОЙЛ» показал, что максимальные приземные концентрации по всем ингредиентам создаются ниже их ПДК на границе санитарно-защитной зоны и на основании проведенных в последние годы инструментальных замеров на м/р Есжан максимальные и фактические концентрации ЗВ на границе СЗЗ не превышают 1 ПДК.

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

Результаты определения необходимости расчетов приземных концентраций по веществам приведены в таблице 8.2-1 «Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам на существующее положение».

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы представлены в таблице 8.2-2.

Таблица 8.2-1

ЭРА v3.0 ТОО «Бекен и К»

**Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам**

Кызылординская область, ТОО "Саутс Ойл" мр Есжан 2023 год нормир.

Код загр. веще- ства	Наименование вещества	ПДК	ПДК	ОБУВ	Выброс вещества г/с (М)	Средневз- ве- шенная высота, м (Н)	М/(ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Необхо- ди- мость проведе- ния расчетов
		максим. разовая, мг/м3	средне- суточная, мг/м3	ориентир. безопасн. УВ,мг/м3				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		0.046563	9.84	0.1164	Да
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		0.000219	3	0.0015	Нет
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		0.06189	9.24	0.0124	Нет
0410	Метан (727*)			50	0.0552	10	0.0011	Нет
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			50	5.2977795	4.81	0.106	Да
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			30	1.952535	4.82	0.0651	Нет
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		0.02550519	4.82	0.085	Нет
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.2			0.00801498	4.82	0.0401	Нет
0621	Метилбензол (349)	0.6			0.01602336	4.82	0.0267	Нет
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.03	0.01		0.0001181	3	0.0039	Нет
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ ( Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1			0.048836	2.14	0.0488	Нет
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		0.28666	9.84	1.4333	Да
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		0.01539	8.98	0.0308	Нет
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			0.004401404	4.8	0.5502	Да
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.0000632	3	0.0013	Нет

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:  $\text{Сумма}(Н_i * М_i) / \text{Сумма}(М_i)$ , где  $Н_i$  - фактическая высота ИЗА,  $М_i$  - выброс ЗВ, г/с

2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - ПДКс.с.

Таблица 8.2-2

**Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения**

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежност ь источника  (производство, цех, участок)	
		в жилой зоне	на границе санитарно - защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на грани це СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада			
							ЖЗ	СЗЗ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1. Существующее положение (2023 год.)										
Загрязняющие вещества:										
0301	Азота (IV) диоксид (		0.0745777/0.0149155		-343/831	0301		81.8		Скважина №17

	Азота диоксид) (4)				0003	8.3	Скважина №2
					0203	8.2	Скважина №10
			Г р у п п ы с у м м а ц и и :				
07(31) 0301	Азота (IV) диоксид (		0.076128	-343/831	0301	81.7	Скважина №17
	Азота диоксид) (4)				0003	8.3	Скважина №2
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (				0203	8.2	Скважина №10
	516)						
		2. Перспектива (					
		НДВ )					
		З а г р я з н я ю щ и е в е щ е с т в а :					
0301	Азота (IV) диоксид (		0.0745777/0.0149	-343/831	0301	81.8	Скважина №17
	Азота диоксид) (4)		155		0003	8.3	Скважина №2
					0203	8.2	Скважина №10
			Г р у п п ы с у м м а ц и и :				
07(31) 0301	Азота (IV) диоксид (		0.076128	-343/831	0301	81.7	Скважина №17
	Азота диоксид) (4)				0003	8.3	Скважина №2
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (				0203	8.2	Скважина №10
	516)						

### 8.3. Предложения по нормативам допустимых выбросов (НДВ) по каждому источнику и ингредиенту

Уровень загрязнения воздушного бассейна в районе расположения производственных площадок определяется на основе расчетов приземных концентраций загрязняющих веществ в воздухе от выбросов предприятия в соответствии с требованиями «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду», утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10.03.2021 года № 63.

На основании проведенных расчетов выбросов в атмосферу и анализа проведенного моделирования максимальных приземных концентраций закономерно сделать следующие выводы:

- На предприятии, по всем веществам, расчетная приземная концентрация на границе санитарно-защитной зоны ниже ПДК, установленных для селитебных зон;
- Изолинии 1 ПДК по всем веществам и группам суммации, находятся в пределах установленной нормативной СЗЗ.

В настоящем проекте нормативов предельно допустимых выбросов (НДВ) предлагаются нормативы для источников загрязнения атмосферы при строительстве и испытании, также при расконсервации с испытание скважин. Все представленные расходы, расчеты выбросов рассчитывались при нормальном функционировании предприятие.

Нормативы допустимых выбросов по каждому источнику и ингредиенту на 2023 год, по источникам загрязнения и по веществам, представлены в таблице ниже:

ЭРА v3.0 ТОО «Бекен и К»

**Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту**

Кызылординская область, ТОО "Саутс Ойл" мр Есжан 2023 год нормир.

Производство цех, участок	Но- мер ис- точ- ника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		Н Д В		год дос- тиже ния НДВ
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества		3	4	5	6	7	8	9
<b>**0301, Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)</b>								
<b>О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и</b>								
Скважина №2	0003	0.0934	2.944	0.0934	2.944	0.0934	2.944	2023
Скважина №2	0006	-	-	0.00646	0.17	0.00646	0.17	2023
Скважина №10	0203	0.0934	2.944	0.0934	2.944	0.0934	2.944	2023
Скважина №17	0301	-	-	0.0934	2.944	0.0934	2.944	2023
Итого:		0.1868	5.888	0.28666	9.002	0.28666	9.002	
Всего по загрязняющему веществу:		0.1868	5.888	0.28666	9.002	0.28666	9.002	2023
<b>**0304, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)</b>								
<b>О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и</b>								
Скважина №2	0003	0.01517	0.478	0.01517	0.478	0.01517	0.478	2023
Скважина №2	0006	-	-	0.001053	0.0277	0.001053	0.0277	2023
Скважина №10	0203	0.01517	0.478	0.01517	0.478	0.01517	0.478	2023
Скважина №17	0301	-	-	0.01517	0.478	0.01517	0.478	2023
Итого:		0.03034	0.956	0.046563	1.4617	0.046563	1.4617	
Всего по загрязняющему веществу:		0.03034	0.956	0.046563	1.4617	0.046563	1.4617	2023
<b>**0328, Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)</b>								
<b>О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и</b>								
Скважина №2	0006	-	-	0.000219	0.00576	0.000219	0.00576	2023
Итого:		-	-	0.000219	0.00576	0.000219	0.00576	

ТОО «Саутс Ойл»

Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0.000219	0.00576	0.000219	0.00576	2023
**0330, Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Скважина №2	0003	0.00438	0.1381	0.00438	0.1381	0.00438	0.1381	2023
Скважина №2	0006	-	-	0.00225	0.0591	0.00225	0.0591	2023
Скважина №10	0203	0.00438	0.1381	0.00438	0.1381	0.00438	0.1381	2023
Скважина №17	0301	-	-	0.00438	0.1381	0.00438	0.1381	2023
Итого:		0.00876	0.2762	0.01539	0.4734	0.01539	0.4734	
Всего по загрязняющему веществу:		0.00876	0.2762	0.01539	0.4734	0.01539	0.4734	2023
**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								
Скважина №2	0004	0.0001323	0.000473	0.0001323	0.000493	0.0001323	0.000493	2023
Скважина №2	0005	0.000441	0.0003696	0.001323	0.0003996	0.001323	0.0003996	2023
Скважина №2	0007	-	-	0.0000305	0.0000281	0.0000305	0.0000281	2023
Скважина №10	0204	0.0001323	0.000355	0.0001323	0.000602	0.0001323	0.000602	2023
Скважина №10	0205	0.000441	0.000296	0.001323	0.000602	0.001323	0.000602	2023
Скважина №17	0302	-	-	0.0001323	0.000451	0.0001323	0.000451	2023
Скважина №17	0303	-	-	0.001323	0.0003504	0.001323	0.0003504	2023
Итого:		0.0011466	0.0014936	0.0043964	0.00181721	0.0043964	0.00181721	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Скважина №2	6006	0.000001668	0.0000048	0.000001668	0.0000048	0.000001668	0.0000048	2023
Скважина №10	6206	0.000001668	0.0000048	0.000001668	0.0000048	0.000001668	0.0000048	2023
Скважина №17	6301	-	-	0.000001668	0.0000048	0.000001668	0.0000048	2023
Итого:		0.000003336	0.0000096	0.000005004	0.0000144	0.000005004	0.0000144	
Всего по загрязняющему веществу:		0.001149936	0.0015032	0.004401404	0.00183161	0.004401404	0.00183161	2023
**0337, Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Скважина №2	0003	0.0184	0.58	0.0184	0.58	0.0184	0.58	2023
Скважина №2	0006	-	-	0.00669	0.176	0.00669	0.176	2023
Скважина №10	0203	0.0184	0.58	0.0184	0.58	0.0184	0.58	2023

ТОО «Саутс Ойл»

Скважина №17	0301	-	-	0.0184	0.58	0.0184	0.58	2023
Итого:		0.0368	1.16	0.06189	1.916	0.06189	1.916	
Всего по загрязняющему веществу:		0.0368	1.16	0.06189	1.916	0.06189	1.916	2023
**0410, Метан (727*)								
Организованные источники								
Скважина №2	0003	0.0184	0.58	0.0184	0.58	0.0184	0.58	2023
Скважина №10	0203	0.0184	0.58	0.0184	0.58	0.0184	0.58	2023
Скважина №17	0301	-	-	0.0184	0.58	0.0184	0.58	2023
Итого:		0.0368	1.16	0.0552	1.74	0.0552	1.74	
Всего по загрязняющему веществу:		0.0368	1.16	0.0552	1.74	0.0552	1.74	2023
**0415, Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Организованные источники								
Скважина №2	0004	0.0591	0.2115	0.1598	0.595	0.1598	0.595	2023
Скважина №2	0005	0.197	0.165	1.598	0.483	1.598	0.483	2023
Скважина №10	0204	0.0591	0.1587	0.1598	0.0727	0.1598	0.0727	2023
Скважина №10	0205	0.197	0.132	1.598	0.0727	1.598	0.0727	2023
Скважина №17	0302	-	-	0.1598	0.545	0.1598	0.545	2023
Скважина №17	0303	-	-	1.598	0.423	1.598	0.423	2023
Итого:		1.3856	1.804	5.2734	2.1914	5.2734	2.1914	
Неорганизованные источники								
Скважина №2	6006	0.002014	0.0058	0.002014	0.0058	0.002014	0.0058	2023
Скважина №2	6007	0.0061125	0.1927638	0.0061125	0.1927638	0.0061125	0.1927638	2023
Скважина №2	6008							2023
Скважина №10	6206	0.002014	0.0058	0.002014	0.0058	0.002014	0.0058	2023
Скважина №10	6207	0.0061125	0.1927638	0.0061125	0.1927638	0.0061125	0.1927638	2023
Скважина №10	6208							2023
Скважина №17	6301			0.002014	0.0058	0.002014	0.0058	2023
Скважина №17	6302			0.0061125	0.1927638	0.0061125	0.1927638	2023
Скважина №17	6303							2023
Итого:		0.016253	0.3971276	0.0243795	0.5956914	0.0243795	0.5956914	
Всего по загрязняющему		1.401853	2.2011276	5.2977795	2.7870914	5.2977795	2.7870914	2023

ТОО «Саутс Ойл»

веществу:									
**0416, Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)									
Организованные источники									
Скважина №2	0004	0.0591	0.2115	0.0591	0.22	0.0591	0.22	2023	
Скважина №2	0005	0.197	0.165	0.591	0.1785	0.591	0.1785	2023	
Скважина №10	0204	0.0591	0.1587	0.0591	0.0269	0.0591	0.0269	2023	
Скважина №10	0205	0.197	0.132	0.591	0.0269	0.591	0.0269	2023	
Скважина №17	0302			0.0591	0.2015	0.0591	0.2015	2023	
Скважина №17	0303			0.591	0.1565	0.591	0.1565	2023	
Итого:		0.5122	0.6672	1.9503	0.8103	1.9503	0.8103		
Неорганизованные источники									
Скважина №2	6006	0.000745	0.002144	0.000745	0.002144	0.000745	0.002144	2023	
Скважина №10	6206	0.000745	0.002144	0.000745	0.002144	0.000745	0.002144	2023	
Скважина №17	6301			0.000745	0.002144	0.000745	0.002144	2023	
Итого:		0.00149	0.004288	0.002235	0.006432	0.002235	0.006432		
Всего по загрязняющему веществу:		0.51369	0.671488	1.952535	0.816732	1.952535	0.816732	2023	
**0602, Бензол (64)									
Организованные источники									
Скважина №2	0004	0.000772	0.00276	0.000772	0.002874	0.000772	0.002874	2023	
Скважина №2	0005	0.00257	0.002156	0.00772	0.00233	0.00772	0.00233	2023	
Скважина №10	0204	0.000772	0.00207	0.000772	0.0003514	0.000772	0.0003514	2023	
Скважина №10	0205	0.00257	0.001726	0.00772	0.0003514	0.00772	0.0003514	2023	
Скважина №17	0302			0.000772	0.00263	0.000772	0.00263	2023	
Скважина №17	0303			0.00772	0.002044	0.00772	0.002044	2023	
Итого:		0.006684	0.008712	0.025476	0.0105808	0.025476	0.0105808		
Неорганизованные источники									
Скважина №2	6006	0.00000973	0.000028	0.00000973	0.000028	0.00000973	0.000028	2023	
Скважина №10	6206	0.00000973	0.000028	0.00000973	0.000028	0.00000973	0.000028	2023	
Скважина №17	6301			0.00000973	0.000028	0.00000973	0.000028	2023	
Итого:		0.00001946	0.000056	0.00002919	0.000084	0.00002919	0.000084		
Всего по загрязняющему веществу:		0.00670346	0.008768	0.02550519	0.0106648	0.02550519	0.0106648	2023	
**0616, Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)									
Организованные источники									

ТОО «Саутс Ойл»

Скважина №2	0004	0.0002426	0.000868	0.0002426	0.000903	0.0002426	0.000903	2023
Скважина №2	0005	0.000809	0.000678	0.002426	0.000733	0.002426	0.000733	2023
Скважина №10	0204	0.0002426	0.000651	0.0002426	0.0001104	0.0002426	0.0001104	2023
Скважина №10	0205	0.000809	0.000542	0.002426	0.0001104	0.002426	0.0001104	2023
Скважина №17	0302			0.0002426	0.000827	0.0002426	0.000827	2023
Скважина №17	0303			0.002426	0.000642	0.002426	0.000642	2023
Итого:		0.0021032	0.002739	0.0080058	0.0033258	0.0080058	0.0033258	
Неорганизованные источники								
Скважина №2	6006	0.0000306	0.000088	0.0000306	0.000088	0.0000306	0.000088	2023
Скважина №10	6206	0.0000306	0.000088	0.0000306	0.000088	0.0000306	0.000088	2023
Скважина №17	6301			0.0000306	0.000088	0.0000306	0.000088	2023
Итого:		0.0000176	0.0000612	0.0000918	0.000264	0.0000918	0.000264	
Всего по загрязняющему веществу:		0.0021208	0.00274512	0.00801498	0.0033522	0.00801498	0.0033522	2023
**0621, Метилбензол (349)								
Организованные источники								
Скважина №2	0004	0.000485	0.001736	0.000485	0.001806	0.000485	0.001806	2023
Скважина №2	0005	0.001617	0.001355	0.00485	0.001465	0.00485	0.001465	2023
Скважина №10	0204	0.000485	0.001302	0.000485	0.000221	0.000485	0.000221	2023
Скважина №10	0205	0.001617	0.001085	0.00485	0.000221	0.00485	0.000221	2023
Скважина №17	0302			0.000485	0.001654	0.000485	0.001654	2023
Скважина №17	0303			0.00485	0.001285	0.00485	0.001285	2023
Итого:		0.004204	0.005478	0.016005	0.006652	0.016005	0.006652	
Неорганизованные источники								
Скважина №2	6006	0.0000612	0.0000176	0.0000612	0.0000176	0.0000612	0.0000176	2023
Скважина №10	6206	0.0000612	0.0000176	0.0000612	0.0000176	0.0000612	0.0000176	2023
Скважина №17	6301			0.0000612	0.0000176	0.0000612	0.0000176	2023
Итого:		0.00001224	0.0000352	0.00001836	0.0000528	0.00001836	0.0000528	
Всего по загрязняющему веществу:		0.00421624	0.0055132	0.01602336	0.0067048	0.01602336	0.0067048	2023
**1301, Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)								
Организованные источники								
Скважина №2	0006	-	-	0.0001181	0.003104	0.0001181	0.003104	2023
Итого:				0.0001181	0.003104	0.0001181	0.003104	

ТОО «Саутс Ойл»

Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0.0001181	0.003104	0.0001181	0.003104	2023
**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								
Скважина №2	0006	-	-	0.0000632	0.00166	0.0000632	0.00166	2023
Итого:				0.0000632	0.00166	0.0000632	0.00166	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0.0000632	0.00166	0.0000632	0.00166	2023
**2754, Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Скважина №2	0006	-	-	0.001556	0.0409	0.001556	0.0409	2023
Скважина №2	0007	-	-	0.01086	0.001	0.01086	0.001	2023
Итого:		-	-	0.012416	0.0419	0.012416	0.0419	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Скважина №2	6009	0.01214	0.382812	0.01214	0.382812	0.01214	0.382812	2023
Скважина №10	6209	0.01214	0.382812	0.01214	0.382812	0.01214	0.382812	2023
Скважина №17	6304			0.01214	0.382812	0.01214	0.382812	2023
Итого:		0.02428	0.765624	0.03642	1.148436	0.03642	1.148436	
Всего по загрязняющему веществу:		0.02428	0.765624	0.048836	1.190336	0.048836	1.190336	2023
Всего по объекту:		2.253501956	13.0969806	7.819198734	19.42033681	7.819198734	19.42033681	
Из них:								
Итого по организованным источникам:		2.2114378	11.9298226	7.7561025	17.66959981	7.7561025	17.66959981	
Итого по неорганизованным источникам:		0.042064156	1.167158	0.063096234	1.750737	0.063096234	1.750737	

**8.4. Обоснование возможности достижения нормативов с учетом использования малоотходной технологии и других планируемых технологий**

Учитывая проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ, рассеивания приземных концентраций, следует вывод о достижении нормативов допустимых выбросов (НДВ), которое предполагается на 2023 год.

Ввиду того, что основные технологические процессы по добыче, локальному сбору, транспорту нефти на месторождении герметизированы и в рабочем режиме исключают выбросы и разлив агрессивной среды (нефть, газ, реагенты) на рельеф и выделение в атмосферу, основными мероприятиями по уменьшению загрязняющих выбросов в атмосферу являются:

- использование современного оборудования и строительной техники с минимальными выбросами в атмосферу;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- при нарастании неблагоприятных метеорологических условий – прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т.д.);
- проведение мониторинговых исследований атмосферного воздуха.

В целях обеспечения экологической безопасности и рационального использования природных ресурсов, и в соответствии с требованиями «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» №355 от 30.12.2014 года на месторождении Есжан предусматриваются следующие мероприятия:

- подбор оборудования, запорной арматуры, предохранительных и регулирующих клапанов в строгом соответствии с давлениями, под которым работает данное оборудование; применение на резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- проведение планово-предупредительных работ, согласно ежемесячного плана;
- периодическое проведение проверок нефтегазовых объектов месторождения совместно с работниками специализированных предприятий, согласно утвержденного графика проверки на герметичность оборудования, трубопроводов, резервуаров, фланцевых соединений, арматуры, люков и других возможных источников выделения вредных веществ.

Выполнение данных мероприятий позволяет предотвратить выбросы вредных веществ в атмосферу через неплотности оборудования, работающих на месторождении (запорно-регулирующая арматура, фланцевые соединения).

**План технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ**

Наименование мероприятий	Наименование вещества	Номер источника выброса на карте предприятия	Значение выбросов				Срок выполнения мероприятий		Затраты на реализацию мероприятий	
			до реализации мероприятий		после реализации мероприятий		начало	окончание	капиталовложения	Основная деятельность
			г/с	т/год	г/с	т/год				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Выполнение мероприятий по предотвращению снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников (периодическое проведение проверок (контроль) нефтегазовых объектов месторождения совместно с работниками специализированных предприятий, согласно утвержденного графика проверки на герметичность оборудования, трубопроводов, резервуаров, фланцевых соединений, арматуры, люков и других возможных источников выделения вредных веществ)	Смесь угл. пред. С1-С5	6008	0.01861445	0.54487743	-	-				
	Смесь угл. пред. С1-С5	6208	0.01861445	0.54487743	-	-				
	Смесь угл. пред. С1-С5	6303	0.01861445	0.54487743	-	-	1 кв.2023 год	Постоянно	193310 тенге	Добыча нефти
<b>В целом по предприятию в результате всех мероприятий</b>			<b>0,05584335</b>	<b>1,63463229</b>	-	-			<b>193310 тенге</b>	

### 8.5. Уточнение границ области воздействия объекта

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

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

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

Нормирование выбросов вредных веществ в атмосферу основано на необходимости соблюдения экологических нормативов качества или целевых показателей качества окружающей среды.

При этом требуется выполнение соотношения:

$$C/ЭНК \leq 1 ,$$

где: С - расчетная концентрация вредного вещества в приземном слое воздуха;  
ЭНК – экологический норматив качества.

До утверждения экологических нормативов качества применяются гигиенические нормативы, утвержденные государственным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области здравоохранения.

В качестве гигиенических нормативов для атмосферного воздуха населенных мест в целях нормирования выбросов в атмосферу принимаются значения предельно допустимых максимально-разовых концентраций потенциально-опасных химических веществ (ПДКм.р.), в случае отсутствия ПДКм.р. принимаются значения ориентировочно безопасных уровней воздействия потенциально-опасных химических веществ (ОБУВ).

В соответствии с Приказом Приказ И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» п.43 «Для групп объектов одного субъекта, объединенных в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел), устанавливается единый расчетный и окончательно установленный размер СЗЗ с учетом суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и физического воздействия объектов, входящих в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел)».

В целом для месторождения Есжан уже установлена санитарно-защитная зона в размере 500 м.

Результаты расчета приземных концентраций загрязняющих веществ в форме изолиний и карт рассеивания, уровней шума и риски здоровья населения представлены в расчетной части проекта.

В связи с тем, что скважины имеют идентичное оборудование расчет приземных концентраций загрязняющих веществ в форме изолиний и карт рассеивания, уровней шума и риски здоровья населения представлены на примере одного.

Расчет уровня шума и рисков здоровья населению превышения также не выявил.

Мероприятия по защите населения от воздействия выбросов вредных веществ в атмосферный воздух и физического воздействия.

В соответствии с п.58 приложения 12 Приказа № 221 полученные по расчету рассеивания размеры расчетной СЗЗ (это расстояние от источников выбросов до значения 1 ПДК в данном направлении) корректируется по среднегодовой розе ветров по формуле:

$$L = L_0 \times (P / P_0) , м$$

где, **L** –нормативный размер СЗЗ, м [500 м.]

**L<sub>0</sub>** - расчетный размер участка в данном направлении, где концентрация вредных веществ превышает ПДК, м.

**P** - среднегодовая повторяемость направлений ветров, рассматриваемого румба, % **P<sub>0</sub>** - повторяемость направлений ветров одного румба при круговой розе ветров, % **P = 100 / 8 = 12,5 %** (8-ми румбовая роза ветров)

Направление ветра	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Повторяемость ветра, P %	6	5	19	24	11	6	15	14
P/P <sub>0</sub>	0,48	0,4	1,52	1,92	0,88	0,48	1,2	1,12
L принятый размер СЗЗ, (м)	500	500	500	500	500	500	500	500
Скорректированный размер СЗЗ, L (м)	240	200	760	960	440	240	600	560

В границах санитарно-защитной зоны предприятия не размещены:

- 1) вновь строящиеся жилые застройки, включая отдельные жилые дома;
- 2) ландшафтно-рекреационные зоны, зоны отдыха, территории курортов, санаториев и домов отдыха;
- 3) вновь создаваемые и организуемые территории садоводческих товариществ, коллективных или индивидуальных дачных и садово-огородных участков;
- 4) спортивные сооружения, детские площадки, образовательные и детские организации, лечебно-профилактические и оздоровительные организации общего пользования. В связи этим, данные по режиму использования территории СЗЗ предприятия не представлены.

В связи с тем, максимальные концентрации вредных веществ на границе СЗЗ и, соответственно, на границе жилой застройки не превышают 1 ПДК, дополнительные мероприятия по защите населения от воздействия выбросов вредных химических примесей в атмосферный воздух не требуются.

Для месторождения Есжан ТОО «САУТС-ОЙЛ» решением по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду, выданное РГУ «Департамент экологии по Кызылординской области» от 24.08.2021 года определена I категория объекта.

Работа производится в соответствии с существующими правилами безопасности при работе подобного предприятия. На предприятии разработаны инструкции-памятки по технике безопасности для всех видов профессий и по правилам технической эксплуатации оборудования.

В каждой памятке для различных профессий помещены общие указания по передвижению рабочих к месту работы, предупреждения о возможных опасностях при выполнении работ и меры их предотвращения.

Каждый рабочий должен:

- пройти медицинское освидетельствование и вводный инструктаж по технике безопасности;
- без разрешения технического руководителя не оставлять место работы и не выполнять не порученную ему работу;
- при обнаружении технической неисправности оборудования и агрегатов немедленно предупредить об этом ответственных лиц и принять все возможные меры к устранению;
- Для защиты населения (персонала) от воздействия выбросов вредных веществ в атмосферный воздух принимаются следующие мероприятия:
  - соблюдаются правила безопасности и охраны труда на рабочих местах;
  - в местах повышенной токсичности (копильный цех и т.п.) персонал использует средства индивидуальной защиты, согласно нормам выдачи спецодежды и индивидуальных средств защиты.

Согласно утвержденной программе производственного экологического контроля на вахтовом поселке месторождения проводятся ежеквартальные замеры на источниках выбросов и превышения не по одному из загрязняющих веществ не фиксировались.

#### **8.6. Данные о пределах области воздействия**

В соответствии с Методикой определения нормативов эмиссий, утв. Приказом МЭГПР РК №63 от 10.03.2021 г., пределы области воздействия определяются с учетом экологических нормативов качества (ЭНК). Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды обеспечивает разработку и утверждение экологических нормативов качества не позднее 1 января 2024 года (п.1 ст.418 ЭК РК).

До утверждения экологических нормативов качества при регулировании соответствующих отношений вместо экологических нормативов качества применяются гигиенические нормативы, утвержденные государственным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области здравоохранения, а также нормативы состояния.

**8.7. Документы (материалы), свидетельствующие об учете специальных требований (при их наличии) к качеству атмосферного воздуха для данного района**

Согласно имеющимся данным у оператора объекта, в непосредственной близости от рассматриваемых участков зон отдыха (территории заповедников, музеев, памятников архитектуры), санаториев, домов отдыха, лесов, с/х угодий, жилых массивов не имеется.

Соответственно специальных требований (при их наличии) к качеству атмосферного воздуха для данного района не установлено.

## 9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Согласно ст. 210 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 02.01.2021 г. № 400- VI ЗРК под неблагоприятными метеорологическими условиями для целей настоящего Кодекса понимаются метеорологические условия, способствующие накоплению загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха в концентрациях, представляющих опасность для жизни и (или) здоровья людей.

Неблагоприятные метеоусловия (НМУ) представляют собой краткосрочное особое сочетание метеорологических факторов, обуславливающее ухудшение качества воздуха в приземном слое. К ним можно отнести приподнятые инверсии с расстоянием от земли 0,01-0,1 км, туманы, сочетание неблагоприятных факторов, например, когда при опасной скорости ветра (скорость, при которой возможна максимальная концентрация в точке на местности) ожидается приподнятая инверсия в сочетании с неблагоприятным направлением ветра.

Предотвращению опасного загрязнения воздуха в периоды неблагоприятных метеоусловий способствует своевременное регулирование выбросов или их кратковременное снижение при заблаговременном прогнозировании таких условий.

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

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

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

Главное условие: выполнение мероприятий при НМУ не должно приводить к нарушению технологического процесса, следствием которого могут явиться аварийные ситуации.

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

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

- усиление контроля за процессом сжигания попутного газа на факельных установках,
- контроль работы измерительных приборов и оборудования,
- усиление контроля за герметичностью технологического оборудования.

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

- выполняются все организационно-технические мероприятия по I режиму НМУ;
- запрещением работы оборудования в форсированном режиме.

При III режиме – предусматривается полное прекращение сжигания газа на факелах.

Согласно п. 9 Приложения 3 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду (утв. приказом МЭГиПР РК от 10 марта 2021 года № 63) мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (далее - НМУ) разрабатываются при наличии в данном населенном пункте или местности стационарных постов наблюдения.

Согласно «Методике по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях» (приложение 40 к приказу Министра охраны окружающей

среды от 29 ноября 2010 года № 298) мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ разрабатывают предприятия, имеющие стационарные источники выбросов, расположенные в населенных пунктах, где подразделениями «Казгидромета» проводятся прогнозирование НМУ.

Рассматриваемое предприятие находится вне населенных пунктов, максимальные концентрации вредных веществ на границе СЗЗ не превышают 1 ПДКм.р. Поэтому предусматривать какие-либо дополнительные мероприятия для НМУ для данного объекта нет необходимости.

### **9.1. План мероприятий по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период НМУ**

При разработке нормативов допустимых выбросов одним из важных вопросов является снижение экологической нагрузки в районе расположения предприятия в период наступления неблагоприятных метеорологических условий.

В периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ) предприятие обязано осуществлять временные мероприятия по дополнительному снижению выбросов вредных веществ в атмосферу. Мероприятия осуществляются после заблаговременного получения предприятием от органов гидрометеослужбы сведений, в которых указывается продолжительность НМУ, ожидаемое увеличение приземных концентраций вредных веществ.

### **9.2. Обобщённые данные о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу в период НМУ**

В связи с тем, что мероприятия на период НМУ не разрабатываются выбросы загрязняющих веществ останутся в прежнем объеме.

### **9.3. Краткая характеристика мероприятий. Обоснование возможного диапазона регулирования выбросов по каждому мероприятию**

В связи с тем, что объект находится в Сырдарьинском и Жалагашском районах Кызылординской области, где НМУ не прогнозируется, в связи этим мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических характеристиках не разрабатываются.

При этом существуют 3 режима мероприятия при НМУ.

При первом режиме работы мероприятия должны обеспечить уменьшение концентрации веществ в приземном слое атмосферы примерно на 15-20 %. Эти мероприятия носят организационный характер и включают в себя: • усиление контроля за технологическим регламентом производственного процесса; • ограничение работ, связанных со значительными выделениями загрязняющих веществ; • проведение влажной уборки производственного помещения, где это допускается правилами техники безопасности.

Мероприятия по второму режиму уменьшают приземные концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 20 - 40 % и включают в себя все мероприятия, разработанные для первого режима, а также мероприятия, разработанные на базе технологических процессов, и сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия.

Мероприятия общего характера:

- ограничить движение транспорта по территории;
- снизить производительность отдельных агрегатов и технологических линий, работа которых связана со значительным выделением в атмосферу вредных веществ;
- в случае, если сроки начала планово-предупредительных работ по ремонту оборудования и наступления НМУ достаточно близки, следует произвести остановку оборудования.

При третьем режиме работы мероприятия должны обеспечить сокращение

концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 40-60% и в некоторых особо опасных условиях. Мероприятия полностью включают в себя все условия, разработанные для первого и второго режимов, осуществление которых позволяет снизить выбросы загрязняющих веществ за счет временного сокращения производительности предприятия.

Мероприятия общего характера:

- снизить нагрузку или остановить производства, сопровождающиеся значительным выделением загрязняющих веществ;

Определение эффективности каждого мероприятия (%) осуществляется по формуле:  $n = (M_i' / M_i) * 100\%$ , где  $M_i'$  – выбросы ЗВ каждого разработанного мероприятия (г/с);  $M_i$  – размер сокращения выбросов за счет мероприятий.

## 10. КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ

После установления нормативов предельных выбросов на 2023 год для источников вредных выбросов ТОО «САУТС-ОЙЛ» на месторождении Есжан, будет продолжена система контроля за соблюдением нормативов предельных выбросов.

В соответствии со статьей 282 Экологического Кодекса РК операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль.

Целями производственного экологического контроля являются:

➤ 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 ст.185 Экологического кодекса требования к содержанию программы производственного экологического контроля Программа производственного экологического контроля должна содержать следующую информацию:

1) обязательный перечень количественных и качественных показателей эмиссий загрязняющих веществ и иных параметров, отслеживаемых в процессе производственного мониторинга;

2) периодичность и продолжительность производственного мониторинга, частоту осуществления измерений;

3) сведения об используемых инструментальных и расчетных методах проведения производственного мониторинга;

4) необходимое количество точек отбора проб для параметров, отслеживаемых в процессе производственного мониторинга (по компонентам: атмосферный воздух, воды, почвы), и указание мест проведения измерений;

5) методы и частоту ведения учета, анализа и сообщения данных;

6) план-график внутренних проверок и процедуру устранения нарушений экологического законодательства Республики Казахстан, включая внутренние инструменты реагирования на их несоблюдение;

7) механизмы обеспечения качества инструментальных измерений;

8) протокол действий в нештатных ситуациях;

9) организационную и функциональную структуру внутренней ответственности работников за проведение производственного экологического контроля;

10) иные сведения, отражающие вопросы организации и проведения производственного экологического контроля.

Для выполнения требований законодательства в области охраны атмосферного воздуха, в том числе для соблюдения нормативов предельно допустимых выбросов при эксплуатации производственных объектов, предусматривается система контроля источников загрязнения атмосферы.

Контроль за состоянием воздушного бассейна должен обеспечивать:

- ведение систематического наблюдения за выбросами ЗВ;

- сбор данных для составления отчетности по форме № 2-тп (воздух);

- проведение анализа причин, вызывающих превышение нормативов допустимых

выбросов.

Производственный мониторинг воздушного бассейна, как элемент производственного экологического контроля, включает в себя следующие направления деятельности:

- наблюдение за параметрами технологических процессов (операционный мониторинг);
- наблюдения за количеством, качеством эмиссий и их изменением (мониторинг эмиссий);
- оценку состояния атмосферного воздуха (мониторинг воздействия).

Мониторинг соблюдения нормативов допустимых выбросов стационарного источника и (или) совокупности стационарных источников осуществляется путем измерений в соответствии с утвержденным перечнем измерений, относящихся к государственному регулированию. При невозможности проведения мониторинга путем измерений допускается применение расчетного метода.

Контроль за соблюдением установленных величин НДС осуществляется в соответствии с «Руководством по контролю источников загрязнения атмосферы» РНД 211.3.01.06-97 (ОНД-90) и СТ РК 1517-2006 «Охрана природы. Атмосфера. Метод определения и расчета количества выброса загрязняющих веществ».

Мониторинг состояния атмосферного воздуха проводится в соответствии с «Руководством по контролю загрязнения атмосферы» (РД 52.04.186-89), СТ РК 2036- 2010 «Охрана природы. Выбросы. Руководство по контролю загрязнения атмосферы», ГОСТ 17.2.3.01-86 «Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населённых пунктов».

Расположение точек оценки в пределах области воздействия при мониторинге определяется таким образом, чтобы: в них достигались максимальные значения воздействия выбросов, установленные по результатам моделирования приземных концентраций загрязняющих веществ и с учетом соответствующего для каждого загрязняющего вещества периода усреднения (ст.203 ЭК РК).

Производственный мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия осуществляются лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность по результатам возлагается на руководителя предприятия.

Результаты контроля заносятся в базу данных, включаются в технические отчеты предприятия, отчеты по производственному мониторингу, отчеты по форме № 2-ТП (воздух) и учитываются при оценке его деятельности.

#### Операционный мониторинг

Операционный мониторинг (мониторинг производственного процесса) включает в себя наблюдения за параметрами технологических процессов, обеспечивающих работу в штатном режиме, для подтверждения того, что показатели деятельности организации находятся в диапазоне, который считается целесообразным для надлежащей эксплуатации и соблюдения условий техрегламента данного производства. Эти параметры обычно отслеживаются датчиками давления, температур, влажности, освещения и т.д. Содержание операционного мониторинга определяется природопользователем.

#### Мониторинг эмиссий

Мониторинг эмиссий загрязняющих веществ в атмосферу на источниках выбросов выполняется для контроля соблюдения установленных нормативов допустимых выбросов (НДВ).

Мониторинг соблюдения нормативов допустимых выбросов стационарного источника и (или) совокупности стационарных источников и их влияния на качество атмосферного воздуха осуществляется в соответствии с требованиями Экологического кодекса РК и условиями, установленными в экологическом разрешении.

Мониторинг эмиссий загрязняющих веществ в атмосферу на источниках выбросов выполняется для контроля соблюдения нормативов допустимых выбросов (НДВ) в

атмосферу ЗВ с использованием следующих методов:

- метод прямого измерения концентраций загрязняющих веществ в отходящих газах с помощью автоматических газоанализаторов либо инструментального отбора проб отходящих газов с последующим анализом в стационарной химической лаборатории. Этот метод используется для мониторинга эмиссий на наиболее крупных организованных источниках выбросов (дымовые трубы печей и т.д.);

- расчетный метод с использованием действующих в Республике Казахстан методических документов. Этот метод применяется для мониторинга выбросов факелов, неорганизованных и мелких организованных источников выбросов.

Учитывая характер деятельности каждого источника, программой мониторинга предложены следующие методы контроля:

– для организованных источников – выхлопных труб дизельных генераторов и печей подогрева – инструментальный либо инструментально-лабораторный метод с проведением прямых натуральных замеров;

– для неорганизованных источников, передвижной техники и периодически работающих источников – расчетный.

В число обязательно контролируемых веществ должны быть включены основные загрязняющие вещества – азота оксиды, серы диоксид, оксиды углерода, сажа.

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

Мониторинг воздействия

В процессе мониторинга воздействия проводятся наблюдения за фактическим состоянием загрязнения атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны:

– Точка 1. Граница СЗЗ расположенная на север от крайнего источника выброса;

– Точка 2. Граница СЗЗ расположенная на северо-восток от крайнего источника выброса;

– Точка 3. Граница СЗЗ расположенная на восток от крайнего источника выброса;

– Точка 4. Граница СЗЗ расположенная на запад от крайнего источника выброса.

Частота отбора проб: 1 раз в квартал.

Контролируемые вещества: азота диоксид, серы диоксид, сероводород, углерода оксид, углерод (сажа), углеводороды.

Организация, выполняющая отбор проб и анализ: передвижная экологическая лаборатория.

Отбор проб воздуха осуществляется в соответствии с требованиями «Руководства по контролю загрязнения атмосферы», РД 52.04.186-89.

Отбор проб, их хранение, транспортировка и подготовка к анализу осуществляется в соответствии с утвержденными стандартами: ГОСТ 17.2.4.02-81 «Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ в воздухе населенных мест»;

«Сборник методик по определению концентраций загрязняющих веществ в промышленных выбросах», Гидрометеиздат, 1987;

ГОСТ 17.2.3.01-86 «Правила контроля качества воздуха населенных пунктов».

В воздушном бассейне в процессе мониторинговых наблюдений измеряются следующие виды загрязняющих веществ: диоксид азота, диоксид серы, общее содержание углеводородов, оксид углерода, твердые (все виды твердых классифицируемых как взвешенные вещества), и сажа.

Полученные результаты замеров сравниваются с максимально разовыми предельно допустимыми концентрациями (ПДКм.р.) или ориентировочными безопасными уровнями воздействия загрязняющих веществ (ОБУВ).

Результаты наблюдений за состоянием атмосферного воздуха анализируются и представляются в квартальном отчете по производственному экологическому мониторингу за состоянием окружающей среды.

В рамках проведения мониторинга атмосферного воздуха рекомендуется ввести пункты мониторинга атмосферного воздуха для изучения влияния существующих и вновь вводимых объектов на состояние воздушного бассейна.

Инструментальный контроль соблюдения НДВ на источнике проводится при технической возможности обустройства пробоотборной точки, изучении и уточнении фактических параметров технологического процесса перед проведением регулярных измерений (СТ РК ГОСТ Р ИСО 10396 -2010).

При проведении контрольных замеров на источниках выбросов также контролируются параметры газовой смеси (температура, скорость), которые, наряду с объемом выбросов, определяют максимальные концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.

Инструментальный контроль соблюдения НДВ проводится в соответствии с аттестованными методиками.

Методики отбора проб (включая технические средства отбора и транспортировки проб), их анализа и контроля, а также принцип действия и инструктаж по применению приборов контроля за состоянием атмосферного воздуха подробно изложены в РД 52.04.186-«Руководство по контролю загрязнения атмосферы», в соответствии с которым проводится экологический мониторинг атмосферного воздуха.

Контроль на контрольных точках, предусмотренных Программой производственного экологического контроля, должен проводиться по РД 52.04.186-89. Режим наблюдения за состоянием атмосферного воздуха рекомендуется принять – один раз в квартал.

Ответственность за организацию контроля за соблюдением нормативов допустимых выбросов и своевременную отчетность возлагается на руководителя предприятия.

### **10.1. Программа производственного экологического контроля**

После установления нормативов НДВ ТОО «САУТС-ОЙЛ» будет проводить производственный экологический контроль, на производственную деятельность предприятия с учетом существующих и вводимых источников загрязнения атмосферного воздуха.

Производственный контроль в области охраны окружающей среды проводится с целью установления воздействия деятельности предприятия на окружающую среду, предупреждения, а также для принятия мер по устранению выявленных нарушений природоохранного законодательства.

Целями производственного экологического контроля являются:

- получение информации для принятия решения в отношении экологической политики природопользователя, целевых показателей качества окружающей среды и инструментов регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду;
- обеспечение соблюдения требований экологического законодательства РК;
- сведение к минимуму воздействия производственных процессов природопользователя на окружающую среду и здоровье человека;
- оперативное упреждающее реагирование на нештатные ситуации;
- формирование более высокого уровня экологической информированности и ответственности руководителей и работников природопользователей;
- информирование общественности об экологической деятельности предприятий и рисках для здоровья населения;
- повышение уровня соответствия экологическим требованиям;
- повышение производственной и экологической эффективности системы управления охраной окружающей среды.

Правила организации производственного контроля в области охраны окружающей

среды распространяются на все предприятия и организации, физические и юридические лица независимо от форм собственности.

Производственный контроль на объектах может быть плановым и внеплановым (внезапным).

Плановый производственный контроль должен осуществляться согласно плану проверок, разработанного службой охраны окружающей среды объекта, утвержденного руководством хозяйствующего субъекта и согласованного с территориальным государственным органом по охране окружающей среды.

Внеплановый (внезапный) производственный контроль осуществляется с целью выявления службой охраны окружающей среды объекта соблюдения установленных нормативов качества окружающей среды и экологических требований природоохранного законодательства, а также внутренних природоохранных инструкции, мероприятий, приказов и распоряжений администрации по оздоровлению окружающей среды.

В ходе производственного контроля проверяются:

1. По охране земельных ресурсов и утилизации отходов:
  - соблюдение экологических требований к хозяйственной и иной деятельности, отрицательно влияющей на состояние земель;
  - защита земель от загрязнения и засорения отходами производства и потребления, потенциально опасными химическими, биологическими и радиоактивными веществами, от других процессов разрушения;
  - снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;
  - контроль за выполнением условий, установленных в заключении государственной экологической экспертизы;
  - выполнение предписаний, выданных органами государственного контроля.
2. По охране атмосферного воздуха и радиационной обстановки:
  - наличие графиков инструментального контроля за соблюдением установленных нормативов выбросов загрязняющих веществ, согласно проекту нормативов допустимых выбросов (НДВ), а также результаты инструментальных замеров по фактическим выбросам загрязняющих веществ в атмосферу их установленным нормативам;
  - выявление объектов, пущенных в эксплуатацию без экологической экспертизы;
  - наличие утвержденного в установленном порядке тома предельно-допустимых выбросов и разрешения на выброс загрязняющих веществ в атмосферу;
  - выполнение предписаний, выданных органами государственного контроля;
  - наличие режимной карты на рабочем месте технологического оборудования, работающих на жидком и твердом топливе;
  - выявление фактов нового строительства, ввода в эксплуатацию, реконструкции, расширения объектов и агрегатов, имеющих выбросы, с нарушениями требований природоохранного законодательства;
  - контроль за выполнением условий, установленных в заключении государственной экологической экспертизы.

Перед началом обследования предприятия, ответственное должностное лицо за проведение производственного контроля обязано ознакомиться с общими и специальными правилами и инструкциями по технике безопасности и производственной санитарии для данного предприятия.

Рабочая программа «Производственный экологический контроль» включает в себя:

1. мониторинг атмосферного воздуха;
2. мониторинг поверхностных, подземных и сточных вод;
3. мониторинг почв;
4. мониторинг растительности;
5. радиационный мониторинг;
6. мониторинг отходов производства.

Наблюдение за загрязнением вредными веществами атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны, будет выявлена динамика содержания оксида углерода, оксида и диоксида азота, диоксида серы, углеводородов и т.д.

Обработка экологических и аналитических данных химического загрязнения природных сред даст возможность получить сведения по динамике состояния компонентов окружающей среды на настоящее время и на ближайшую перспективу.

## **10.2. Контроль за соблюдением нормативов**

*Период, продолжительность и частота осуществления производственного мониторинга и измерений*

Производственный мониторинг является элементом производственного экологического контроля, выполняемым для получения объективных данных с установленной периодичностью.

В рамках осуществления производственного экологического контроля выполняются операционный мониторинг, мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия.

Операционный мониторинг (мониторинг производственного процесса) – включает в себя наблюдение за параметрами технологического процесса для подтверждения того, что показатели деятельности природопользователя находятся в диапазоне, который считается целесообразным для его надлежащей проектной эксплуатации и соблюдения условий технологического регламента данного производства. Содержание операционного мониторинга определяется природопользователями.

Мониторинг эмиссий в окружающую среду включает в себя наблюдения за эмиссиями у источника, количеством и качеством эмиссий и их изменением.

Проведение мониторинга воздействия включается в программу производственного экологического контроля в тех случаях, когда это необходимо для отслеживания соблюдения экологического законодательства РК и нормативов качества ОС.

Мониторинг воздействия является обязательным в случаях:

- когда деятельность природопользователя затрагивает чувствительные экосистемы и состояние здоровья населения;
- на этапе введения в эксплуатацию технологических объектов;
- после аварийных эмиссий в окружающую среду.

Мониторинг воздействия может осуществляться природопользователем индивидуально, а также совместно с другими природопользователями по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды

*Сведения об используемых методах проведения производственного мониторинга*

При разработке «Программы...» использовали нормативно-техническую документацию по контролю качества атмосферного воздуха: РД 52.04.186-89 –

«Руководство по контролю загрязнения атмосферы». Л. Гидрометеиздат. 1991г.»;

«Рекомендации по пространственно-временному анализу данных наблюдений о загрязнении атмосферы с использованием метеорологических характеристик распространения примесей в атмосфере». Ленинград, 1990 г. ГГО» и др.

В приземном слое воздуха необходимо контролировать содержание диоксида серы, диоксида азота, оксида азота, нефтяных углеводородов и взвешенных частиц (сажа). Наблюдения будут проводиться на источниках вредных выбросов с помощью передвижной лаборатории контроля атмосферного воздуха.

*Точки отбора проб и места проведения измерений*

Наиболее сильное негативное воздействие проектируемый объект оказывает на загрязнение поверхностного слоя атмосферного воздуха на прилегающей территории.

Степень загрязнения атмосферы зависит от количества выбросов вредных веществ и их химического состава, от высоты, на которой осуществляются выбросы, и от климатических условий, определяющих перенос, рассеивание и превращение выбрасываемых веществ.

Источники загрязнения атмосферы различаются по мощности выброса (мощные, крупные, мелкие), высоте выброса (высокие, средней высоты и низкие), температуре выходящих газов (нагретые и холодные).

Скорость ветра способствует переносу и рассеиванию примесей, так как с усилением ветра возрастает интенсивность перемешивания воздушных слоев.

Точки отбора проб и места проведения измерений – согласно план-графика за соблюдением за нормативами предельных выбросов.

*Механизмы обеспечения качества инструментальных измерений*

В результате мониторинговых наблюдений будут получены:

- оценка состояния воздушного бассейна;
- оценка санитарно-экологической обстановки района размещения установки.

Анализ данных производственного мониторинга за состоянием окружающей среды позволит получить практическую информацию для текущего и перспективного планирования мероприятий по снижению техногенного воздействия производственных факторов на природные компоненты.

*Протокол действия в нештатных ситуациях*

Для быстрого реагирования рабочего персонала при аварийных (нештатных) ситуациях, на производстве необходимо разработать специальный план действия персонала и методы ликвидации аварий.

Также при нештатных ситуациях нужно составить протокол и немедленно информировать государственные контролирующие органы.

*Иные сведения, отражающие вопросы организации и проведения производственного экологического контроля*

Для проведения производственного экологического контроля будет заключен договор с аккредитованной лабораторией или с организацией, имеющей лицензию на осуществление подобного вида работ.

*План-график контроля за соблюдением нормативов допустимых выбросов (НДВ) на источниках выбросов представлен в таблицах ниже:*

ЭРА v3.0 ТОО «Бекен и К»

П л а н - г р а ф и к

контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов

Кызылординская область, ТОО "Саутс Ойл" мр Есжан 2023 год нормир.

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив допустимых выбросов		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	5	6	7	8	9
0003	Скважина №2	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ квартал	0.0934	1122.22544	Сторонняя организация на договорной основе	0002
		Азот (III) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ квартал	0.01517	182.27152		0002
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ квартал	0.00438	52.6268461		0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ квартал	0.0184	221.080815		0002
		Метан (727*)	1 раз/ квартал	0.0184	221.080815		0002
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ квартал	0.0001323	148.61732		0002
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ квартал	0.1598	179509.054		0002
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ квартал	0.0591	66389.1431		0002
		Бензол (64)	1 раз/ квартал	0.000772	867.215203		0002
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/ квартал	0.0002426	272.521254		0002
0004	Скважина №2	Метилбензол (349)	1 раз/ квартал	0.000485	544.817841	Сторонняя организация на договорной основе	0002
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ квартал	0.001323	473.724805		0002
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ квартал	1.598	572193.679		0002
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ квартал	0.591	211618.564		0002
		Бензол (64)	1 раз/ квартал	0.00772	2764.28987		0002
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/ квартал	0.002426	868.674509		0002
		Метилбензол (349)	1 раз/ квартал	0.00485	1736.63288		0002
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ квартал	0.00646	45.1765054		0002
		Азот (III) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ квартал	0.001053	7.36391025		0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ квартал	0.000219	1.53152549		0002
0005	Скважина №2	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ квартал	0.00225	15.734851	Сторонняя организация на договорной основе	0002
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ квартал	0.00669	46.7849569		0002
		Метилбензол (349)	1 раз/ квартал	0.00485	1736.63288		0002
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ квартал	0.00646	45.1765054		0002
		Азот (III) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ квартал	0.001053	7.36391025		0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ квартал	0.000219	1.53152549		0002
0006	Скважина №2	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ квартал	0.00225	15.734851	Сторонняя организация на договорной основе	0002
		Углерод оксид (Окись углерода,	1 раз/ квартал	0.00669	46.7849569		0002
		Метилбензол (349)	1 раз/ квартал	0.00485	1736.63288		0002
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ квартал	0.00646	45.1765054		0002
		Азот (III) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ квартал	0.001053	7.36391025		0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ квартал	0.000219	1.53152549		0002

ТОО «Саутс Ойл»

0007	Скважина №2	Угарный газ (584)	1 раз/ квартал	0.0001181	0.82590484	Сторонняя организация на договорной основе	0002
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	1 раз/ квартал				
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/ квартал				
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (	1 раз/ квартал				
		Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ квартал				
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ квартал				
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (	1 раз/ квартал				
		Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ квартал				
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ квартал				
		Азот (III) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ квартал				
0203	Скважина №10	Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ квартал	0.00438	36.5548709	Сторонняя организация на договорной основе	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ квартал				
		Метан (727*)	1 раз/ квартал				
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ квартал				
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ квартал				
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ квартал				
		Бензол (64)	1 раз/ квартал				
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/ квартал				
		Метилбензол (349)	1 раз/ квартал				
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ квартал				
0204	Скважина №10	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ квартал	0.000772	867.215203	Сторонняя организация на договорной основе	0002
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ квартал				
		Бензол (64)	1 раз/ квартал				
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/ квартал				
		Метилбензол (349)	1 раз/ квартал				
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ квартал				
		Азот (III) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ квартал				
		Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ квартал				
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ квартал				
		Метан (727*)	1 раз/ квартал				
0205	Скважина №10	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ квартал	0.001323	473.724805	Сторонняя организация на договорной основе	0002
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ квартал				
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ квартал				
		Бензол (64)	1 раз/ квартал				
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/ квартал				
		Метилбензол (349)	1 раз/ квартал				
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ квартал				
		Азот (III) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ квартал				
		Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ квартал				
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ квартал				
0301	Скважина №17	Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ квартал	0.00438	36.5548709	Сторонняя организация на договорной основе	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ квартал				
		Метан (727*)	1 раз/ квартал				
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ квартал				
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ квартал				
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ квартал				
		Бензол (64)	1 раз/ квартал				
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/ квартал				
		Метилбензол (349)	1 раз/ квартал				
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ квартал				

ТОО «Саутс Ойл»

0302	Скважина №17	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ квартал	0.0184	153.563841	0002
		Метан (727*)	1 раз/ квартал	0.0184	153.563841	0002
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ квартал	0.0001323	148.61732	0002
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ квартал	0.1598	179509.054	0002
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ квартал	0.0591	66389.1431	0002
		Бензол (64)	1 раз/ квартал	0.000772	867.215203	0002
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/ квартал	0.0002426	272.521254	0002
		Метилбензол (349)	1 раз/ квартал	0.000485	544.817841	0002
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ квартал	0.001323	473.724805	0002
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ квартал	1.598	572193.679	0002
0303	Скважина №17	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ квартал	0.591	211618.564	0002
		Бензол (64)	1 раз/ квартал	0.00772	2764.28987	0002
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/ квартал	0.002426	868.674509	0002
		Метилбензол (349)	1 раз/ квартал	0.00485	1736.63288	0002
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ квартал	0.000001668		0001
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ квартал	0.002014		0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ квартал	0.000745		0001
		Бензол (64)	1 раз/ квартал	0.00000973		0001
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/ квартал	0.00000306		0001
		Метилбензол (349)	1 раз/ квартал	0.00000612		0001
6006	Скважина №2	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ квартал	0.0061125		0001
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ квартал			0001
6007	Скважина №2	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ квартал	0.01214		0001
6008	Скважина №2	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ квартал	0.000001668		0001
6009	Скважина №2	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ квартал	0.002014		0001
6206	Скважина №10	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ квартал	0.000745		0001
		Бензол (64)	1 раз/ квартал	0.00000973		0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ квартал	0.000745		0001

ТОО «Саутс Ойл»

6207	Скважина №10	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/кварт	0.00000306		0001	
		Метилбензол (349)	1 раз/кварт	0.00000612			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/кварт	0.0061125			
6208	Скважина №10	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/кварт			0001	
6209	Скважина №10	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-	1 раз/кварт	0.01214	Сторонняя	0001	
6301	Скважина №17	265П) (10)	1 раз/кварт	0.000001668	организация на договорной основе	0001	
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/кварт				
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/кварт				0.002014
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/кварт				0.000745
		Бензол (64)	1 раз/кварт				0.00000973
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1 раз/кварт				0.00000306
		Метилбензол (349)	1 раз/кварт				0.00000612
6302	Скважина №17	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/кварт	0.0061125	Сторонняя	0001	
6303	Скважина №17	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/кварт		организация на договорной основе	0001	
6304	Скважина №17	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0.01214		0001	
ПРИМЕЧАНИЕ:							
<p>Методики проведения контроля:                      0001 - Расчетным методом по той методике, согласно которой эти выбросы были определены, с контролем основных параметров, входящих в расчетные формулы.                      0002 - Инструментальным методом, согласно Перечню методик, действующему на момент проведения мероприятий по контролю.</p>							

# Расчетная часть

1. БЛАНК ИНВЕНТАРИЗАЦИИ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ (ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ) ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ И ИХ ИСТОЧНИКОВ

УТВЕРЖДАЮ:

Президент  
ТОО «Саутс Ойл»

  
Сейтжанов С.  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 год  


ЭРА v3.0 ТОО «Бекен и К»

1. Источники выделения вредных (загрязняющих) веществ  
на 2023 год

Кызылординская область, ТОО "Саутс Ойл" мр Есжан 2023 год нормир.

Наименование производства номер цеха, участка	Номер источника загрязнения атм-ры	Номер источника выделения	Наименование источника выделения загрязняющих веществ	Наименование выпускаемой продукции	Время работы источника выделения, час		Наименование загрязняющего вещества	Код вредного вещества (ЭНК,ПДК или ОБУВ) и наименование	Количество загрязняющего вещества, отходящего от источника выделения, т/год
					в сутки	за год			
А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
(001) Скважина №2	0003	0003 01	Устьевой подогреватель НУС-0,1	подогрев нефти	24	8760	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) ( 584) Метан (727*)	0301(4) 0304(6) 0330(516) 0337(584)	2.944 0.478 0.1381 0.58
	0004	0004 01	Накопительная емкость V=50м3	прием, хранени и	24	8760	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0410(727*) 0333(518)	0.58 0.000493

ТОО «Саутс Ойл»

				отпуск нефти			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415(1502*)	0.595
							Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0416(1503*)	0.22
							Бензол (64)	0602(64)	0.002874
							Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616(203)	0.000903
							Метилбензол (349)	0621(349)	0.001806
0005	0005 01	Автоналивная	налив нефти			800	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0333(518)	0.0003996
							Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415(1502*)	0.483
							Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0416(1503*)	0.1785
							Бензол (64)	0602(64)	0.00233
							Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616(203)	0.000733
							Метилбензол (349)	0621(349)	0.001465
0006	0006 02	ДЭС типа А41	выработка электроэнергии			7300	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0301(4)	0.17
							Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0304(6)	0.0277
							Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0328(583)	0.00576
							Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0330(516)	0.0591
							Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) ( 584)	0337(584)	0.176
							Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	1301(474)	0.003104
							Формальдегид (Метаналь) ( 609)	1325(609)	0.00166
							Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);	2754(10)	0.0409
							Растворитель РПК-265П) ( 10)		
0007	0007 03	Емкость для дизтоплива	прием, хранение и отпуск		24	8760	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0333(518)	0.00000281
							Алканы C12-19 /в пересчете	2754(10)	0.001

ТОО «Саутс Ойл»

(002) Скважина №10	6006	6006 01	Насос	дизельного топлива перекачка нефти		800	на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) Сероводород ( Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	0333(518) 0415(1502*) 0416(1503*) 0602(64) 0616(203)	0.0000048 0.0058 0.002144 0.000028 0.0000088
	6007	6007 01	Газосепаратор	отделение газа и жидкости	24	8760	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0415(1502*)	0.1927638
	6008	6008 01	Скважина	Технологическое оборудование	24	8760	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0415(1502*)	
	6009	6009 01	Дренажная емкость	сбор жидких нефтепродуктов	24	8760	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	2754(10)	0.382812
	0203	0203 02	Устьевой подогреватель НУС-0,1	подогрев нефти	24	8760	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ,	0301(4) 0304(6) 0330(516)	2.944 0.478 0.1381
	0204	0204 01	Накопительная емкость V=50м3	прием, хранения и отпущ нефти	24	8760	Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*) Сероводород ( Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64)	0337(584) 0410(727*) 0333(518) 0415(1502*) 0416(1503*) 0602(64)	0.58 0.58 0.0000602 0.0727 0.0269 0.0003514

ТОО «Саутс Ойл»

	0205	0205 01	Автоналивная	налив нефти		800	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349) Сероводород ( Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	0616(203) 0621(349) 0333(518) 0415(1502*) 0416(1503*) 0602(64) 0616(203) 0621(349)	0.0001104 0.000221 0.0000602 0.0727 0.0269 0.0003514 0.0001104 0.000221
	6206	6206 02	Насос	перекачка нефти		800	Сероводород ( Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	0333(518) 0415(1502*) 0416(1503*) 0602(64) 0616(203) 0621(349)	0.0000048 0.0058 0.002144 0.000028 0.0000088 0.0000176
	6207	6207 01	Газосепаратор	отделение газа и жидкости	24	8760	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0415(1502*)	0.1927638
(003) Скважина №17	6208	6208 01	Скважина	Технологическое оборудование	24	8760	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0415(1502*)	
	6209	6209 01	Дренажная емкость	сбор жидких нефтепродуктов	24	8760	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	2754(10)	0.382812
	0301	0301 03	Устьевой подогреватель НУС-0,1	подогрев нефти	24	8760	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)	0301(4) 0304(6) 0330(516) 0337(584) 0410(727*)	2.944 0.478 0.1381 0.58 0.58

ТОО «Саутс Ойл»

	0302	0302 02	Накопительная емкость V=50м3	прием, хранения и отпуск нефти	24	8760	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0333(518)	0.000451
							Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415(1502*)	0.545
							Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0416(1503*)	0.2015
							Бензол (64)	0602(64)	0.00263
							Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616(203)	0.000827
	0303	0303 02	Автоналивная	налив нефти		800	Метилбензол (349)	0621(349)	0.001654
							Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0333(518)	0.0003504
							Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415(1502*)	0.423
							Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0416(1503*)	0.1565
	6301	6301 03	Насос	перекачка нефти		800	Бензол (64)	0602(64)	0.002044
							Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616(203)	0.000642
							Метилбензол (349)	0621(349)	0.001285
							Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0333(518)	0.0000048
							Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415(1502*)	0.0058
							Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0416(1503*)	0.002144
							Бензол (64)	0602(64)	0.000028
							Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616(203)	0.0000088
	6302	6302 02	Газосепаратор	отделение газа и жидкости	24	8760	Метилбензол (349)	0621(349)	0.0000176
				Технологическое оборудование			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415(1502*)	0.1927638
	6303	6303 02	Скважина	сбор жидких нефтепродуктов	24	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415(1502*)	
	6304	6304 02	Дренажная емкость		24	8760	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	2754(10)	0.382812
Примечание: В графе 8 в скобках ( без "**") указан код ЗВ из таблицы 1 Приложения 1 к Приказу Министерства национальной экономики РК от 28.02.2015 г. №168 (список ПДК), со "**" указан код ЗВ из таблицы 2 вышеуказанного Приложения (список ОБУВ).									

ТОО «Саутс Ойл»

БЛАНК ИНВЕНТАРИЗАЦИИ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ (ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ) ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ И ИХ ИСТОЧНИКОВ

ЭРА v3.0 ТОО «Бекен и К»

2. Характеристика источников загрязнения атмосферного воздуха  
на 2023 год

Кызылординская область, ТОО "Саутс Ойл" мр Есжан 2023 год нормир.

Номер источника загрязнения	Параметры источн.загрязнен.		Параметры газовой смеси на выходе источника загрязнения			Код загрязняющего вещества (ЭНК, ПДК или ОБУВ)	Наименование ЗВ	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу	
	Высота м	Диаметр, размер сечения устья, м	Скорость м/с	Объемный расход, м <sup>3</sup> /с	Температура, С			Максимальное, г/с	Суммарное, т/год
1	2	3	4	5	6	7	7а	8	9
0003	10	0.45	1.31	0.1442	200	Скважина №2 0301 (4) 0304 (6) 0330 (516) 0337 (584)	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0934 0.01517 0.00438 0.0184	2.944 0.478 0.1381 0.58
0004	3	0.05	0.51	0.0010014	34.1	0410 (727*) 0333 (518) 0415 (1502*) 0416 (1503*) 0602 (64) 0616 (203)	Метан (727*) Сероводород (Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0184 0.0001323 0.1598 0.0591 0.000772 0.0002426	0.58 0.000493 0.595 0.22 0.002874 0.000903
0005	5	0.2	0.1	0.0031416	34.1	0621 (349) 0333 (518) 0415 (1502*) 0416 (1503*)	Метилбензол (349) Сероводород (Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000485 0.001323 1.598 0.591	0.001806 0.0003996 0.483 0.1785

ТОО «Саутс Ойл»

0006	3	0.15	21.43	0.3787002	450	0602 (64)	Бензол (64)	0.00772	0.00233
						0616 (203)	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.002426	0.000733
						0621 (349)	Метилбензол (349)	0.00485	0.001465
						0301 (4)	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00646	0.17
						0304 (6)	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001053	0.0277
						0328 (583)	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.000219	0.00576
						0330 (516)	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00225	0.0591
						0337 (584)	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00669	0.176
						1301 (474)	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0001181	0.003104
						1325 (609)	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0000632	0.00166
0007	2.5	0.05	1.53	0.0030042	34.1	2754 (10)	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001556	0.0409
						0333 (518)	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.0000305	0.00000281
						2754 (10)	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01086	0.001
6006	2					0333 (518)	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000001668	0.0000048
6007	2					0415 (1502*)	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002014	0.0058
						0416 (1503*)	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000745	0.002144
						0602 (64)	Бензол (64)	0.00000973	0.000028
						0616 (203)	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000306	0.0000088
						0621 (349)	Метилбензол (349)	0.00000612	0.0000176
6008	2					0415 (1502*)	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0061125	0.1927638
						0415 (1502*)	Смесь углеводородов		

ТОО «Саутс Ойл»

6009	2					2754 (10)	предельных C1-C5 (1502*) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01214	0.382812
0203	10	0.45	1.31		0.2076	200	Скважина №10 0301 (4) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 (6) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0330 (516) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) 0337 (584) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0934 0.01517 0.00438 0.0184	2.944 0.478 0.1381 0.58
0204	3	0.05	0.51		0.0010014	34.1	0410 (727*) Метан (727*) 0333 (518) Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 (1502*) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 (1503*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0184 0.0001323 0.1598 0.0591	0.58 0.0000602 0.0727 0.0269
0205	5	0.2	0.1		0.0031416	34.1	0602 (64) Бензол (64) 0616 (203) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 (349) Метилбензол (349) 0333 (518) Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 (1502*) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 (1503*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) 0602 (64) Бензол (64) 0616 (203) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 (349) Метилбензол (349)	0.000772 0.0002426 0.000485 0.001323 1.598 0.591 0.00772 0.002426 0.00485	0.0003514 0.0001104 0.000221 0.0000602 0.0727 0.0269 0.0003514 0.0001104 0.000221
6206	2						0333 (518) Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 (1502*) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 (1503*) Смесь углеводородов	0.000001668 0.002014 0.000745	0.0000048 0.0058 0.002144

ТОО «Саутс Ойл»

							0602 (64)	предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64)	0.00000973	0.000028
							0616 (203)	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000306	0.0000088
6207	2						0621 (349)	Метилбензол (349)	0.00000612	0.0000176
6208	2						0415 (1502*)	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0061125	0.1927638
6209	2						0415 (1502*)	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)		
							2754 (10)	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01214	0.382812
							Скважина №17			
0301	10	0.45	1.31	0.2076	200	0301 (4)	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0934	2.944	
							0304 (6)	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01517	0.478
							0330 (516)	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00438	0.1381
							0337 (584)	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0184	0.58
0302	3	0.05	0.51	0.0010014	34.1	0410 (727*)	Метан (727*)	0.0184	0.58	
						0333 (518)	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.0001323	0.000451	
						0415 (1502*)	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1598	0.545	
						0416 (1503*)	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0591	0.2015	
						0602 (64)	Бензол (64)	0.000772	0.00263	
						0616 (203)	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002426	0.000827	
0303	5	0.2	0.1	0.0031416	34.1	0621 (349)	Метилбензол (349)	0.000485	0.001654	
						0333 (518)	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.001323	0.0003504	
						0415 (1502*)	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	1.598	0.423	
						0416 (1503*)	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.591	0.1565	
						0602 (64)	Бензол (64)	0.00772	0.002044	

ТОО «Саутс Ойл»

6301	2				0616 (203)	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.002426	0.000642
					0621 (349)	Метилбензол (349)	0.00485	0.001285
					0333 (518)	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000001668	0.0000048
					0415 (1502*)	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.002014	0.0058
					0416 (1503*)	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.000745	0.002144
					0602 (64)	Бензол (64)	0.00000973	0.000028
6302	2				0616 (203)	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000306	0.0000088
6303	2				0621 (349)	Метилбензол (349)	0.00000612	0.0000176
6304	2				0415 (1502*)	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0061125	0.1927638
					0415 (1502*)	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)		
					2754 (10)	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01214	0.382812

Примечание: В графе 7 в скобках ( без "\*\*") указан код ЗВ из таблицы 1 Приложения 1 к Приказу Министерства национальной экономики РК от 28.02.2015 г. №168 (список ПДК), со "\*" указан код ЗВ из таблицы 2 вышеуказанного Приложения (список ОБУВ).

БЛАНК ИНВЕНТАРИЗАЦИИ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ (ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ) ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ И ИХ ИСТОЧНИКОВ

ЭРА v3.0 ТОО «Бекен и К»

3. Показатели работы пылегазоочистного оборудования (ПГО)  
на 2023 год

Кызылординская область, ТОО "Саутс Ойл" Есжан

Номер источника выделения	Наименование и тип пылегазоулавливающего оборудования	КПД аппаратов, %		Код загрязняющего вещества по котор.происходит очистка	Коэффициент обеспеченности К(1),%
		Проектный	Фактический		
1	2	3	4	5	6
Пылегазоочистное оборудование отсутствует!					

ТОО «Саутс Ойл»

БЛАНК ИНВЕНТАРИЗАЦИИ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ (ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ) ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ И ИХ ИСТОЧНИКОВ

ЭРА v3.0 ТОО «Бекен и К»

4. Суммарные выбросы вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу, их очистка и утилизация  
в целом по предприятию, т/год  
на 2023 год

Кызылординская область, ТОО "Саутс Ойл" мр Есжан 2023 год нормир.

Код загрязняющего вещества	Наименование загрязняющего вещества	Количество загрязняющих веществ отходящих от источника выделения	В том числе		Из поступивших на очистку			Всего выброшено в атмосферу
			выбрасывается без очистки	поступает на очистку	выброшено в атмосферу	уловлено и обезврежено		
						фактически	из них утилизировано	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Площадка:01								
В С Е Г О по площадке: 01 в том числе:		19.42033681	19.42033681	0	0	0	0	19.42033681
Т в е р д ы е:		0.00576	0.00576	0	0	0	0	0.00576
из них:								
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00576	0.00576	0	0	0	0	0.00576
Газообразные, жидкие:		19.41457681	19.41457681	0	0	0	0	19.41457681
из них:								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	9.002	9.002	0	0	0	0	9.002
0304	Азот (III) оксид (Азота оксид) (6)	1.4617	1.4617	0	0	0	0	1.4617
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.4734	0.4734	0	0	0	0	0.4734
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00183161	0.00183161	0	0	0	0	0.00183161
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.916	1.916	0	0	0	0	1.916
0410	Метан (727*)	1.74	1.74	0	0	0	0	1.74
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2.7870914	2.7870914	0	0	0	0	2.7870914
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.816732	0.816732	0	0	0	0	0.816732
0602	Бензол (64)	0.0106648	0.0106648	0	0	0	0	0.0106648
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0033522	0.0033522	0	0	0	0	0.0033522
0621	Метилбензол (349)	0.0067048	0.0067048	0	0	0	0	0.0067048
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.003104	0.003104	0	0	0	0	0.003104
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00166	0.00166	0	0	0	0	0.00166
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1.190336	1.190336	0	0	0	0	1.190336

## 2. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

### Источник загрязнения N 0003, Устьевого подогреватель НУС-0,1

#### Аналогичный расчет

### Источник загрязнения N 0203, Устьевого подогреватель НУС-0,1

### Источник загрязнения N 0301, Устьевого подогреватель НУС-0,1

Список литературы:

"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

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт.,  $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт.,  $NI = 1$

Время работы одной топки, час/год,  $T = 8760$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час,  $B = 44.14$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы,  $BB = 0$

#### Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Содержание серы в топливе, %,  $SR = 0$

Содержание сероводорода в топливе (% по массе),  $H2S = 0.019$

Количество выбросов, кг/час (5.1),  $M = B \cdot (2 \cdot SR \cdot BB + 1.88 \cdot H2S \cdot (1-BB)) \cdot 0.01 = 44.14 \cdot (2 \cdot 0 \cdot 0 + 1.88 \cdot 0.019 \cdot (1-0)) \cdot 0.01 = 0.01577$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.01577 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.1381$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G_{\text{макс}} = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.01577 / 3.6 = 0.00438$

#### Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а),  $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 44.14 \cdot 10^{-3} = 0.0662$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.0662 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.58$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G_{\text{макс}} = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0662 / 3.6 = 0.0184$

#### Примесь: 0410 Метан (727\*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б),  $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 44.14 \cdot 10^{-3} = 0.0662$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.0662 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.58$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G_{\text{макс}} = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0662 / 3.6 = 0.0184$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива(табл.5.1),  $E = 1.5$

Число форсунок на одну топку, шт.,  $NN = 1$

Тепловая мощность одной топки, МВт,  $MVT = 0.1$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час,  $QP = MVT \cdot 3.6 \cdot 10^3 / NN = 0.1 \cdot 3.6 \cdot 10^3 / 1 = 360$

где  $3.6 \cdot 10^3$  - переводной коэффициент из МВт в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105),  $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 44.14 / 1 = 1946.6$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах,  $A = 1.1$

Отношение  $V_{\text{сг}}/V_{\text{г}}$  при заданном коэф. избытка воздуха (табл.5.1),  $V = 0.84$

Так как печи оснащены горелками беспламенного горения

в ф-лу 5.6 вводим коэффициент  $k$ , равный 0.8

Концентрация окислов азота, кг/м<sup>3</sup> (5.6),  $CNOX = K \cdot 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 0.8 \cdot 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 1946.6 / 360 \cdot 1.1^{0.5} \cdot 0.84 \cdot 10^{-6} = 0.000736$

Объем продуктов сгорания, м<sup>3</sup>/ч (5.4),  $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1.1 \cdot 44.14 \cdot 1.5 = 571$

Объем продуктов сгорания, м<sup>3</sup>/с,  $VO = VR / 3600 = 571 / 3600 = 0.1586$

Количество выбросов, кг/час (5.3),  $M = VR \cdot CNOX = 571 \cdot 0.000736 = 0.42$

Валовый выброс окислов азота, т/год,  $M1 = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.42 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 3.68$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с,  $G1 = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.42 / 3.6 = 0.1167$

Коэффициент трансформации для NO<sub>2</sub>,  $KNO2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO,  $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

#### Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{вал}} = KNO2 \cdot M1 = 0.8 \cdot 3.68 = 2.944$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G_{\text{макс}} = KNO2 \cdot G1 = 0.8 \cdot 0.1167 = 0.0934$

#### Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{вал}} = KNO \cdot M1 = 0.13 \cdot 3.68 = 0.478$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $\_G\_ = KNO \cdot G1 = 0.13 \cdot 0.1167 = 0.01517$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0934	2.944
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01517	0.478
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00438	0.1381
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0184	0.58
0410	Метан (727*)	0.0184	0.58

**Источник загрязнения N 0004, Накопительная емкость V = 50 м3**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005  
Расчеты по п 5.

Вид выброса,  $VV =$  **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт,  $NPNAME =$  **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С,  $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С,  $TMAX = 28$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.71$

$KTMAX = 0.71$

Режим эксплуатации,  $\_NAME\_ =$  "мерник", ССВ - отсутствуют

Конструкция резервуаров,  $\_NAME\_ =$  **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3,  $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров,  $KNR = 1$

Категория веществ,  $\_NAME\_ =$  **A - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха**

Значение  $Kpsr$ (Прил.8),  $KPSR = 0.7$

Значение  $Krmax$ (Прил.8),  $KPM = 1$

Коэффициент,  $KPSR = 0.7$

Коэффициент,  $KPMAX = 1$

Общий объем резервуаров, м3,  $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год,  $B = 2700$

Плотность смеси, т/м3,  $RO = 0.8089$

Годовая обрачиваемость резервуара (5.1.8),  $NN = B / (RO \cdot V) = 2700 / (0.8089 \cdot 50) = 66.8$

Коэффициент (Прил. 10),  $KOB = 1.665$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час,  $VCMAX = 3$

Давление паров смеси, мм.рт.ст.,  $PS = 91$

,  $P = 91$

Коэффициент,  $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С,  $TKIP = 41.4$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль,  $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 41.4 + 45 = 69.8$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2),  $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot$

$KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 91 \cdot 69.8 \cdot (0.71 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.7 \cdot 1.665 \cdot 2700 / (10^7 \cdot 0.8089) = 0.821$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1),  $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 91 \cdot 69.8 \cdot 0.71 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 3) / 10^4 = 0.2205$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.821 / 100 = 0.595$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.2205 / 100 = 0.1598$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.821 / 100 = 0.22$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.2205 / 100 = 0.0591$

**Примесь: 0602 Бензол (64)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.821 / 100 = 0.002874$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.2205 / 100 = 0.000772$

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.22$   
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.821 / 100 = 0.001806$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.2205 / 100 = 0.000485$

**Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.11$   
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.821 / 100 = 0.000903$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.2205 / 100 = 0.0002426$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.06$   
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.821 / 100 = 0.000493$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.2205 / 100 = 0.0001323$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001323	0.000493
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1598	0.595
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0591	0.22
0602	Бензол (64)	0.000772	0.002874
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002426	0.000903
0621	Метилбензол (349)	0.000485	0.001806

**Источник загрязнения N 0005, Автоналивная**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005  
 Расчеты по п 5.

Вид выброса,  $VV =$  **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт,  $NPNAME =$  **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С,  $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С,  $TMAX = 28$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.71$

$KTMAX = 0.71$

Режим эксплуатации,  $\underline{NAME} =$  "мерник", ССВ - отсутствуют

Конструкция резервуаров,  $\underline{NAME} =$  Наземный горизонтальный

Объем одного резервуара данного типа, м3,  $VI = 30$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров,  $KNR = 1$

Категория веществ,  $\underline{NAME} =$  А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Значение Kpsr(Прил.8),  $KPSR = 0.7$

Значение Kpmax(Прил.8),  $KPM = 1$

Коэффициент,  $KPSR = 0.7$

Производительность закачки, м3/час,  $QZ = 30$

Производительность откачки, м3/час,  $QOT = 30$

Коэффициент,  $KPMAX = 1$

Общий объем резервуаров, м3,  $V = 30$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год,  $B = 2700$

Плотность смеси, т/м3,  $RO = 0.8089$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8),  $NN = B / (RO \cdot V) = 2700 / (0.8089 \cdot 30) = 111.3$

Коэффициент (Прил. 10),  $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час,  $VCMAX = 30$

Давление паров смеси, мм.рт.ст.,  $PS = 91$

,  $P = 91$

Коэффициент,  $KV = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С,  $TKIP = 41.4$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль,  $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 41.4 + 45 = 69.8$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2),  $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOV \cdot V / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 91 \cdot 69.8 \cdot (0.71 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.7 \cdot 1.35 \cdot 2700 / (10^7 \cdot 0.8089) = 0.666$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1),  $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VSMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 91 \cdot 69.8 \cdot 0.71 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 30) / 10^4 = 2.205$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.666 / 100 = 0.483$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 2.205 / 100 = 1.598$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.666 / 100 = 0.1785$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 2.205 / 100 = 0.591$

**Примесь: 0602 Бензол (64)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.666 / 100 = 0.00233$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 2.205 / 100 = 0.00772$

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.666 / 100 = 0.001465$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 2.205 / 100 = 0.00485$

**Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.666 / 100 = 0.000733$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 2.205 / 100 = 0.002426$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.666 / 100 = 0.0003996$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 2.205 / 100 = 0.001323$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.001323	0.0003996
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.598	0.483
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.591	0.1785
0602	Бензол (64)	0.00772	0.00233
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.002426	0.000733
0621	Метилбензол (349)	0.00485	0.001465

#### **Источник загрязнения N 0006, ДЭС типа А41**

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Годовой расход дизельного топлива, т/год,  $G_{FGGO} = 80$

**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**

Молекулярная масса вещества (табл.1),  $M = 46$

Эффективность снижения выбросов вещества в отработанных газах, %,  $KN = 0$

Коэффициент обезвреживания, в долях единицы,  $KN = (100 - KN) / 100 = (100 - 0) / 100 = 1$

Режим работы двигателя: Нагрузка 100%

Концентрация в сухих отработанных газах, до очистки, %,  $C_{IS} = 10$

Весовой коэффициент режима,  $W_J = 1$

Расход топлива на данной нагрузке, кг/час,  $G_{FJ} = 10.96$

Расход воздуха на данной нагрузке, кг/с,  $G_{AIRJ} = 0.003$

Выброс ЗВ на данном режиме работы, г/кг топлива (1),  $E_{IJ}^T = 1.24 \cdot 10^3 \cdot M \cdot KN \cdot C_{IS} \cdot (G_{AIRJ} / G_{FJ} - 0.00027) = 1.24 \cdot 10^3 \cdot 46 \cdot 1 \cdot 10 \cdot (0.003 / 10.96 - 0.00027) = 2.123$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = 2.778 \cdot 10^4 \cdot E_{IJ}^T \cdot G_{FJ} = 2.778 \cdot 10^4 \cdot 2.123 \cdot 10.96 = 0.00646$

Среднеэксплуатационное значение выброса вредного вещества г/на 1 кг топлива,  $E_{\Sigma} = \sum_{I=1}^N E_{IJ};^T$  .

$$G_{FJ} \cdot W_J / \sum_{I=1}^N G_{FJ} \cdot W_J = 23.27 / 10.96 = 2.123$$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 80 \cdot 2.123 / 10^3 = 0.17$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Молекулярная масса вещества (табл.1),  $M = 30$

Эффективность снижения выбросов вещества в отработанных газах, %,  $KN = 0$

Коэффициент обезвреживания, в долях единицы,  $KN = (100-KN) / 100 = (100-0) / 100 = 1$

Режим работы двигателя: Нагрузка 100%

Концентрация в сухих отработанных газах, до очистки, %,  $C_{IS} = 2.5$

Весовой коэффициент режима,  $W_J = 1$

Расход топлива на данной нагрузке, кг/час,  $G_{FJ} = 10.96$

Расход воздуха на данной нагрузке, кг/с,  $G_{AIRJ} = 0.003$

Выброс ЗВ на данном режиме работы, г/кг топлива (1),  $E_{IJ};^T = 1.24 \cdot 10^3 \cdot M \cdot KN \cdot C_{IS} \cdot (G_{AIRJ} / G_{FJ} - 0.00027) = 1.24 \cdot 10^3 \cdot 30 \cdot 1 \cdot 2.5 \cdot (0.003 / 10.96 - 0.00027) = 0.346$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\Sigma} = 2.778 \cdot 10^{-4} \cdot E_{IJ};^T \cdot G_{FJ} = 2.778 \cdot 10^{-4} \cdot 0.346 \cdot 10.96 = 0.001053$

Среднеэксплуатационное значение выброса вредного вещества г/на 1 кг топлива,  $E_{\Sigma} = \sum_{I=1}^N E_{IJ};^T$  .

$$G_{FJ} \cdot W_J / \sum_{I=1}^N G_{FJ} \cdot W_J = 3.79 / 10.96 = 0.346$$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 80 \cdot 0.346 / 10^3 = 0.0277$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Молекулярная масса вещества (табл.1),  $M = 64$

Эффективность снижения выбросов вещества в отработанных газах, %,  $KN = 0$

Коэффициент обезвреживания, в долях единицы,  $KN = (100-KN) / 100 = (100-0) / 100 = 1$

Режим работы двигателя: Нагрузка 100%

Концентрация в сухих отработанных газах, до очистки, %,  $C_{IS} = 2.5$

Весовой коэффициент режима,  $W_J = 1$

Расход топлива на данной нагрузке, кг/час,  $G_{FJ} = 10.96$

Расход воздуха на данной нагрузке, кг/с,  $G_{AIRJ} = 0.003$

Выброс ЗВ на данном режиме работы, г/кг топлива (1),  $E_{IJ};^T = 1.24 \cdot 10^3 \cdot M \cdot KN \cdot C_{IS} \cdot (G_{AIRJ} / G_{FJ} - 0.00027) = 1.24 \cdot 10^3 \cdot 64 \cdot 1 \cdot 2.5 \cdot (0.003 / 10.96 - 0.00027) = 0.739$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\Sigma} = 2.778 \cdot 10^{-4} \cdot E_{IJ};^T \cdot G_{FJ} = 2.778 \cdot 10^{-4} \cdot 0.739 \cdot 10.96 = 0.00225$

Среднеэксплуатационное значение выброса вредного вещества г/на 1 кг топлива,  $E_{\Sigma} = \sum_{I=1}^N E_{IJ};^T$  .

$$G_{FJ} \cdot W_J / \sum_{I=1}^N G_{FJ} \cdot W_J = 8.1 / 10.96 = 0.739$$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 80 \cdot 0.739 / 10^3 = 0.0591$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Молекулярная масса вещества (табл.1),  $M = 28$

Эффективность снижения выбросов вещества в отработанных газах, %,  $KN = 0$

Коэффициент обезвреживания, в долях единицы,  $KN = (100-KN) / 100 = (100-0) / 100 = 1$

Режим работы двигателя: Нагрузка 100%

Концентрация в сухих отработанных газах, до очистки, %,  $C_{IS} = 17$

Весовой коэффициент режима,  $W_J = 1$

Расход топлива на данной нагрузке, кг/час,  $G_{FJ} = 10.96$

Расход воздуха на данной нагрузке, кг/с,  $G_{AIRJ} = 0.003$

Выброс ЗВ на данном режиме работы, г/кг топлива (1),  $E_{IJ};^T = 1.24 \cdot 10^3 \cdot M \cdot KN \cdot C_{IS} \cdot (G_{AIRJ} / G_{FJ} - 0.00027) = 1.24 \cdot 10^3 \cdot 28 \cdot 1 \cdot 17 \cdot (0.003 / 10.96 - 0.00027) = 2.197$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{-} = 2.778 \cdot 10^{-4} \cdot E_{IJ};^T \cdot G_{FJ} = 2.778 \cdot 10^{-4} \cdot 2.197 \cdot 10.96 = 0.00669$

Среднеэксплуатационное значение выброса вредного вещества г/на 1 кг топлива,  $E_{\Sigma} = \sum_{I=1}^N E_{IJ};^T$

$G_{FJ} \cdot W_J / \sum_{I=1}^N G_{FJ} \cdot W_J = 24.1 / 10.96 = 2.2$

Валовый выброс, т/год,  $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 80 \cdot 2.2 / 10^3 = 0.176$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Молекулярная масса вещества (табл.1),  $M = 13.85$

Эффективность снижения выбросов вещества в отработанных газах, %,  $KN = 0$

Коэффициент обезвреживания, в долях единицы,  $KN = (100-KN) / 100 = (100-0) / 100 = 1$

Режим работы двигателя: Нагрузка 100%

Концентрация в сухих отработанных газах, до очистки, %,  $C_{IS} = 8$

Весовой коэффициент режима,  $W_J = 1$

Расход топлива на данной нагрузке, кг/час,  $G_{FJ} = 10.96$

Расход воздуха на данной нагрузке, кг/с,  $G_{AIRJ} = 0.003$

Выброс ЗВ на данном режиме работы, г/кг топлива (1),  $E_{IJ};^T = 1.24 \cdot 10^3 \cdot M \cdot KN \cdot C_{IS} \cdot (G_{AIRJ} / G_{FJ} - 0.00027) = 1.24 \cdot 10^3 \cdot 13.85 \cdot 1 \cdot 8 \cdot (0.003 / 10.96 - 0.00027) = 0.511$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{-} = 2.778 \cdot 10^{-4} \cdot E_{IJ};^T \cdot G_{FJ} = 2.778 \cdot 10^{-4} \cdot 0.511 \cdot 10.96 = 0.001556$

Среднеэксплуатационное значение выброса вредного вещества г/на 1 кг топлива,  $E_{\Sigma} = \sum_{I=1}^N E_{IJ};^T$

$G_{FJ} \cdot W_J / \sum_{I=1}^N G_{FJ} \cdot W_J = 5.6 / 10.96 = 0.511$

Валовый выброс, т/год,  $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 80 \cdot 0.511 / 10^3 = 0.0409$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Молекулярная масса вещества (табл.1),  $M = 56$

Эффективность снижения выбросов вещества в отработанных газах, %,  $KN = 0$

Коэффициент обезвреживания, в долях единицы,  $KN = (100-KN) / 100 = (100-0) / 100 = 1$

Режим работы двигателя: Нагрузка 100%

Концентрация в сухих отработанных газах, до очистки, %,  $C_{IS} = 0.15$

Весовой коэффициент режима,  $W_J = 1$

Расход топлива на данной нагрузке, кг/час,  $G_{FJ} = 10.96$

Расход воздуха на данной нагрузке, кг/с,  $G_{AIRJ} = 0.003$

Выброс ЗВ на данном режиме работы, г/кг топлива (1),  $E_{IJ};^T = 1.24 \cdot 10^3 \cdot M \cdot KN \cdot C_{IS} \cdot (G_{AIRJ} / G_{FJ} - 0.00027) = 1.24 \cdot 10^3 \cdot 56 \cdot 1 \cdot 0.15 \cdot (0.003 / 10.96 - 0.00027) = 0.0388$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{-} = 2.778 \cdot 10^{-4} \cdot E_{IJ};^T \cdot G_{FJ} = 2.778 \cdot 10^{-4} \cdot 0.0388 \cdot 10.96 = 0.0001181$

Среднеэксплуатационное значение выброса вредного вещества г/на 1 кг топлива,  $E_{\Sigma} = \sum_{I=1}^N E_{IJ};^T$

$G_{FJ} \cdot W_J / \sum_{I=1}^N G_{FJ} \cdot W_J = 0.425 / 10.96 = 0.0388$

Валовый выброс, т/год,  $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 80 \cdot 0.0388 / 10^3 = 0.003104$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Молекулярная масса вещества (табл.1),  $M = 30$

Эффективность снижения выбросов вещества в отработанных газах, %,  $KN = 0$

Коэффициент обезвреживания, в долях единицы,  $KN = (100-KN) / 100 = (100-0) / 100 = 1$

Режим работы двигателя: Нагрузка 100%

Концентрация в сухих отработанных газах, до очистки, %,  $C_{IS} = 0.15$

Весовой коэффициент режима,  $W_J = 1$

Расход топлива на данной нагрузке, кг/час,  $G_{FJ} = 10.96$

Расход воздуха на данной нагрузке, кг/с,  $G_{AIRJ} = 0.003$

Выброс ЗВ на данном режиме работы, г/кг топлива (1),  $E_{IJ}^{T} = 1.24 \cdot 10^3 \cdot M \cdot KN \cdot C_{IS} \cdot (G_{AIRJ} / G_{FJ} - 0.00027) = 1.24 \cdot 10^3 \cdot 30 \cdot 1 \cdot 0.15 \cdot (0.003 / 10.96 - 0.00027) = 0.02077$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = 2.778 \cdot 10^{-4} \cdot E_{IJ}^{T} \cdot G_{FJ} = 2.778 \cdot 10^{-4} \cdot 0.02077 \cdot 10.96 = 0.0000632$

Среднеэксплуатационное значение выброса вредного вещества г/на 1 кг топлива,  $E_{\Sigma} = \sum_{I=1}^N E_{IJ}^{T}$

$G_{FJ} \cdot W_J / \sum_{I=1}^N G_{FJ} \cdot W_J = 0.2276 / 10.96 = 0.02077$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 80 \cdot 0.02077 / 10^3 = 0.00166$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Молекулярная масса вещества (табл.1),  $M = 12$

Эффективность снижения выбросов вещества в отработанных газах, %,  $KN = 0$

Коэффициент обезвреживания, в долях единицы,  $KN = (100 - KN) / 100 = (100 - 0) / 100 = 1$

Режим работы двигателя: Нагрузка 100%

Концентрация в сухих отработанных газах, до очистки, %,  $C_{IS} = 1.3$

Весовой коэффициент режима,  $W_J = 1$

Расход топлива на данной нагрузке, кг/час,  $G_{FJ} = 10.96$

Расход воздуха на данной нагрузке, кг/с,  $G_{AIRJ} = 0.003$

Выброс ЗВ на данном режиме работы, г/кг топлива (1),  $E_{IJ}^{T} = 1.24 \cdot 10^3 \cdot M \cdot KN \cdot C_{IS} \cdot (G_{AIRJ} / G_{FJ} - 0.00027) = 1.24 \cdot 10^3 \cdot 12 \cdot 1 \cdot 1.3 \cdot (0.003 / 10.96 - 0.00027) = 0.072$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G = 2.778 \cdot 10^{-4} \cdot E_{IJ}^{T} \cdot G_{FJ} = 2.778 \cdot 10^{-4} \cdot 0.072 \cdot 10.96 = 0.000219$

Среднеэксплуатационное значение выброса вредного вещества г/на 1 кг топлива,  $E_{\Sigma} = \sum_{I=1}^N E_{IJ}^{T}$

$G_{FJ} \cdot W_J / \sum_{I=1}^N G_{FJ} \cdot W_J = 0.789 / 10.96 = 0.072$

Валовый выброс, т/год,  $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 80 \cdot 0.072 / 10^3 = 0.00576$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00646	0.17
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001053	0.0277
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.000219	0.00576
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00225	0.0591
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00669	0.176
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0001181	0.003104
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0000632	0.00166
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001556	0.0409

Источник загрязнения N 0007, Емкость для дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт,  $NP = \text{Дизельное топливо}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м<sup>3</sup>(Прил. 12),  $C = 3.92$   
 Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12),  $YY = 2.36$   
 Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т,  $BOZ = 40$   
 Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12),  $YYY = 3.15$   
 Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 40$   
 Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 10$   
 Коэффициент(Прил. 12),  $KNP = 0.0029$   
 Режим эксплуатации: "мерник", ССВ - отсутствуют  
 Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 1$   
 Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$   
 Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$   
 Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха  
 Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный  
 Значение  $K_{pm}$  для этого типа резервуаров(Прил. 8),  $KPM = 1$   
 Значение  $K_{psr}$  для этого типа резервуаров(Прил. 8),  $KPSR = 0.7$   
 Количество выделяющихся паров нефтепродуктов при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13),  $GHR = 0.27$   
 $GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$   
 Коэффициент,  $KPSR = 0.7$   
 Коэффициент,  $KPMAX = 1$   
 Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 1$   
 Сумма  $Ghr_i \cdot Knp \cdot Nr$ ,  $GHR = 0.000783$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1),  $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 1 \cdot 10 / 3600 = 0.01089$   
 Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 40 + 3.15 \cdot 40) \cdot 1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.001003$

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 99.72$   
 Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.001003 / 100 = 0.001$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01089 / 100 = 0.01086$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.28$   
 Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.001003 / 100 = 0.00000281$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01089 / 100 = 0.0000305$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000305	0.00000281
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01086	0.001

**Источник загрязнения N 6006, Насос**

**Аналогичный расчет**

**Источник загрязнения N 6206, Насос**

**Источник загрязнения N 6301, Насос**

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с двумя торцевыми уплотнениями или бессальниковый типа ЦНГ

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1),  $Q = 0.01$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  $NI = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год,  $T = 800$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1),  $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.01 \cdot 1 / 3.6 = 0.00278$

Валовый выброс, т/год (8.2),  $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.01 \cdot 1 \cdot 800) / 1000 = 0.008$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.008 / 100 = 0.0058$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00278 / 100 = 0.002014$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.008 / 100 = 0.002144$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00278 / 100 = 0.000745$

**Примесь: 0602 Бензол (64)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.008 / 100 = 0.000028$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000973$

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.008 / 100 = 0.0000176$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000612$

**Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.008 / 100 = 0.0000088$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000306$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.008 / 100 = 0.0000048$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00278 / 100 = 0.000001668$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000001668	0.0000048
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002014	0.0058
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000745	0.002144
0602	Бензол (64)	0.00000973	0.000028
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000306	0.0000088
0621	Метилбензол (349)	0.00000612	0.0000176

**Источники загрязнения №6007, Газосепаратор**

Аналогичный расчет

**Источники загрязнения №6207, Газосепаратор**

**Источники загрязнения №6302, Газосепаратор**

Расчет выбросов углеводородов через оборудование

$$P = n \cdot m \cdot b \cdot h, \text{ кг/час}$$

где:

n - количество единиц работающего оборудования, шт.

m - количество единиц оборудования

b - величина утечки, кг/час;

h - доля герметичность уплотнений.

Скважина	Наименование оборудования	m	b	h	кг/час	Код ЗВ	г/сек	т/год	Время работы
№2, 10	Клапан	1	0,08802	0,25	0,022005	0415	0.0061125	0.1927638	24   8760

**Источники загрязнения №6008, Скважина**

Аналогичный расчет

**Источники загрязнения №6208, Скважина**

**Источники загрязнения №6303, Скважина**

Расчет выбросов углеводородов через оборудование

$$P = n \cdot m \cdot b \cdot h, \text{ кг/час}$$

где:

n - количество единиц работающего оборудования, шт.

m - количество единиц оборудования

b - величина утечки, кг/час;

h - доля герметичность уплотнений.

Скважина	Наименование оборудования	m	b	h	кг/час	Код ЗВ	г/сек	т/год	Время работы	
№2 и №10	ЗРА	27	0,000396	0,05	0,0005346	0415	0.0001485	0.0046831	24	8760
	Фланцы	13	0,012996	0,365	0,06166602		0.01712945	0.54019433		
ИТОГО							0.01861445	0.54487743		

**Источник загрязнения № 6009, Дренажная емкость**

**Аналогичный расчет**

**Источник загрязнения № 6209, Дренажная емкость**

**Источник загрязнения № 6304, Дренажная емкость**

Время работы 8760 часов в год, 24 часа в сутки

**Примесь: 2754 Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)**

Расчет количества выбросов в атмосферу ведется по формуле:

$$M = P \cdot V = 0,004 \frac{\left(\frac{PV}{1011}\right)^{0,8}}{K_d}$$

где

$P$  – давление в аппарате (гПа);  $P = 700$  гПа

$V$  – объем аппарата (м<sup>3</sup>);  $V = 10$

$K_d$  – коэффициент, зависящий от средней температуры кипения жидкости (нефтепродукта) и средней температуры в аппарате (табл. 5.3.)  $K_d = 0,43$

Количество выбросов, кг/час,  $M = 0,004 (6,92)^{0,8} / K_d = 0,004 \times 4,7 / 0,43 = 0,0437$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{вал}} = M \cdot T \cdot 10^{-3} = 0,0437 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0,382812$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G_{\text{макс}} = N1 \cdot M / 3,6 = 1 \cdot 0,0437 / 3,6 = 0,01214$

ВСЕГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	0.01214	0.382812

**Источник загрязнения N 0204, Накопительная емкость V = 50м3**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса,  $VV =$  **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт,  $NPNAME =$  **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С,  $TMIN = 10$

Коэффициент  $Kt$  (Прил.7),  $KT = 0,42$

$KTMIN = 0,42$

Максимальная температура смеси, гр.С,  $TMAX = 28$

Коэффициент  $Kt$  (Прил.7),  $KT = 0,71$

$KTMAX = 0,71$

Режим эксплуатации,  $NAME =$  "мерник", ССВ - отсутствуют

Конструкция резервуаров,  $NAME =$  **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров,  $KNR = 1$

Категория веществ,  $NAME =$  **A - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха**

Значение  $K_{psr}$ (Прил.8),  $KPSR = 0,7$

Значение  $K_{pmax}$ (Прил.8),  $KPM = 1$

Коэффициент,  $KPSR = 0,7$

Коэффициент,  $KPMAX = 1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год,  $B = 220$

Плотность смеси, т/м<sup>3</sup>,  $RO = 0.8089$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8),  $NN = B / (RO \cdot V) = 220 / (0.8089 \cdot 50) = 5.44$

Коэффициент (Прил. 10),  $KOB = 2.5$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/час,  $VCMAX = 3$

Давление паров смеси, мм.рт.ст.,  $PS = 91$ ,  $P = 91$

Коэффициент,  $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С,  $TKIP = 41.4$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль,  $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 41.4 + 45 = 69.8$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2),  $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot V / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 91 \cdot 69.8 \cdot (0.71 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.7 \cdot 2.5 \cdot 220 / (10^7 \cdot 0.8089) = 0.1004$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1),  $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 91 \cdot 69.8 \cdot 0.71 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 3) / 10^4 = 0.2205$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1004 / 100 = 0.0727$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.2205 / 100 = 0.1598$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1004 / 100 = 0.0269$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.2205 / 100 = 0.0591$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1004 / 100 = 0.0003514$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.2205 / 100 = 0.000772$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1004 / 100 = 0.000221$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.2205 / 100 = 0.000485$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1004 / 100 = 0.0001104$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.2205 / 100 = 0.0002426$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.1004 / 100 = 0.0000602$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.2205 / 100 = 0.0001323$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001323	0.0000602
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1598	0.0727
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0591	0.0269
0602	Бензол (64)	0.000772	0.0003514
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002426	0.0001104
0621	Метилбензол (349)	0.000485	0.000221

Источник загрязнения N 0205, Автоналивная

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса,  $VV =$  Выбросы паров нефти и бензинов

Нефтепродукт,  $NPNAME =$  Сырая нефть

Минимальная температура смеси, гр.С,  $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С,  $TMAX = 28$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.71$

$KTMAX = 0.71$

Режим эксплуатации,  $NAME = "мерник"$ , ССВ - отсутствуют

Конструкция резервуаров,  $NAME = \text{Наземный горизонтальный}$

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 30$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров,  $KNR = 1$

Категория веществ,  $NAME = A - \text{Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха}$

Значение  $K_{psr}$ (Прил.8),  $KPSR = 0.7$

Значение  $K_{pmax}$ (Прил.8),  $KPM = 1$

Коэффициент,  $KPSR = 0.7$

Коэффициент,  $KPMAX = 1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 30$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год,  $B = 220$

Плотность смеси, т/м<sup>3</sup>,  $RO = 0.8089$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8),  $NN = B / (RO \cdot V) = 220 / (0.8089 \cdot 30) = 9.07$

Коэффициент (Прил. 10),  $KOB = 2.5$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/час,  $VCMAX = 30$

Давление паров смеси, мм.рт.ст.,  $PS = 91$

,  $P = 91$

Коэффициент,  $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С,  $TKIP = 41.4$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль,  $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 41.4 + 45 = 69.8$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2),  $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot V / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 91 \cdot 69.8 \cdot (0.71 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.7 \cdot 2.5 \cdot 220 / (10^7 \cdot 0.8089) = 0.1004$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1),  $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 91 \cdot 69.8 \cdot 0.71 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 30) / 10^4 = 2.205$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1004 / 100 = 0.0727$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 2.205 / 100 = 1.598$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1004 / 100 = 0.0269$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 2.205 / 100 = 0.591$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1004 / 100 = 0.0003514$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 2.205 / 100 = 0.00772$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1004 / 100 = 0.000221$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 2.205 / 100 = 0.00485$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1004 / 100 = 0.0001104$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 2.205 / 100 = 0.002426$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.1004 / 100 = 0.0000602$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 2.205 / 100 = 0.001323$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.001323	0.0000602
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.598	0.0727
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.591	0.0269
0602	Бензол (64)	0.00772	0.0003514
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.002426	0.0001104

0621	Метилбензол (349)	0.00485	0.000221
------	-------------------	---------	----------

**Источник загрязнения N 0302, Накопительная емкость V = 50м3**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42**

**KTMIN = 0.42**

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 28**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.71**

**KTMAX = 0.71**

Режим эксплуатации, **\_NAME\_ = "мерник", ССВ - отсутствуют**

Конструкция резервуаров, **\_NAME\_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **\_NAME\_ = А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.7**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 1**

Коэффициент, **KPSR = 0.7**

Производительность закачки, м3/час, **QZ = 3**

Производительность откачки, м3/час, **QOT = 3**

Коэффициент, **KPMAX = 1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 50**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 2300**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.8089**

Годовая обрачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 2300 / (0.8089 · 50) = 56.9**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.79**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 3**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 91**

, **P = 91**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 41.4**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 41.4 + 45 = 69.8**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · V / (10<sup>7</sup> · RO) = 0.294 · 91 · 69.8 · (0.71 · 1 + 0.42) · 0.7 · 1.79 · 2300 / (10<sup>7</sup> · 0.8089) = 0.752**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10<sup>4</sup> = (0.163 · 91 · 69.8 · 0.71 · 1 · 1 · 3) / 10<sup>4</sup> = 0.2205**

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **\_M\_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.752 / 100 = 0.545**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **\_G\_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.2205 / 100 = 0.1598**

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **\_M\_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.752 / 100 = 0.2015**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **\_G\_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.2205 / 100 = 0.0591**

**Примесь: 0602 Бензол (64)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **\_M\_ = CI · M / 100 = 0.35 · 0.752 / 100 = 0.00263**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **\_G\_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.2205 / 100 = 0.000772**

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.22**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **\_M\_ = CI · M / 100 = 0.22 · 0.752 / 100 = 0.001654**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **\_G\_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.2205 / 100 = 0.000485**

**Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.752 / 100 = 0.000827$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.2205 / 100 = 0.0002426$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.752 / 100 = 0.000451$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.2205 / 100 = 0.0001323$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001323	0.000451
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1598	0.545
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0591	0.2015
0602	Бензол (64)	0.000772	0.00263
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002426	0.000827
0621	Метилбензол (349)	0.000485	0.001654

Источник загрязнения N 0303, Автоналивная

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса,  $VV =$  **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт,  $NPNAME =$  **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С,  $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С,  $TMAX = 28$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.71$

$KTMAX = 0.71$

Режим эксплуатации,  $\underline{NAME} =$  "мерник", ССВ - отсутствуют

Конструкция резервуаров,  $\underline{NAME} =$  **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3,  $VI = 30$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров,  $KNR = 1$

Категория веществ,  $\underline{NAME} =$  **A - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха**

Значение Kpsr(Прил.8),  $KPSR = 0.7$

Значение Kpmax(Прил.8),  $KPM = 1$

Коэффициент,  $KPSR = 0.7$

Производительность закачки, м3/час,  $QZ = 30$

Производительность откачки, м3/час,  $QOT = 30$

Коэффициент,  $KPMAX = 1$

Общий объем резервуаров, м3,  $V = 30$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год,  $B = 2300$

Плотность смеси, т/м3,  $RO = 0.8089$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8),  $NN = B / (RO \cdot V) = 2300 / (0.8089 \cdot 30) = 94.8$

Коэффициент (Прил. 10),  $KOB = 1.39$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час,  $VCMAX = 30$

Давление паров смеси, мм.рт.ст.,  $PS = 91$

,  $P = 91$

Коэффициент,  $KV = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С,  $TKIP = 41.4$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль,  $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 41.4 + 45 = 69.8$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2),  $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KV + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 91 \cdot 69.8 \cdot (0.71 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.7 \cdot 1.39 \cdot 2300 / (10^7 \cdot 0.8089) = 0.584$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1),  $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KV \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 91 \cdot 69.8 \cdot 0.71 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 30) / 10^4 = 2.205$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.584 / 100 = 0.423$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 2.205 / 100 = 1.598$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.584 / 100 = 0.1565$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 2.205 / 100 = 0.591$

**Примесь: 0602 Бензол (64)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.584 / 100 = 0.002044$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 2.205 / 100 = 0.00772$

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.584 / 100 = 0.001285$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 2.205 / 100 = 0.00485$

**Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.584 / 100 = 0.000642$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 2.205 / 100 = 0.002426$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.06$

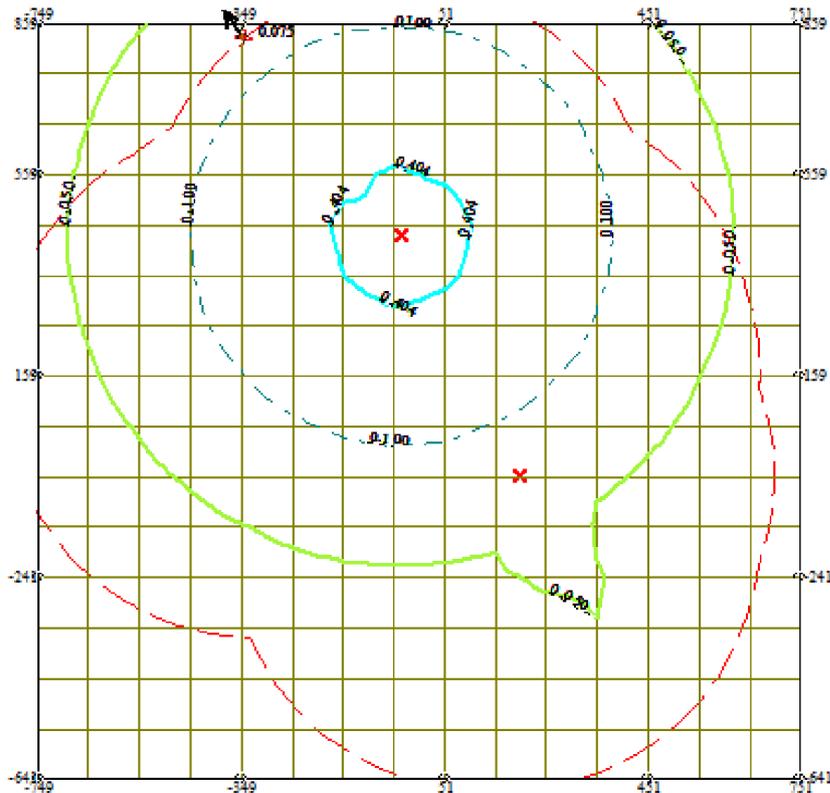
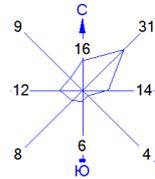
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.584 / 100 = 0.0003504$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 2.205 / 100 = 0.001323$

<b>Код</b>	<b>Наименование ЗВ</b>	<b>Выброс г/с</b>	<b>Выброс т/год</b>
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.001323	0.0003504
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.598	0.423
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.591	0.1565
0602	Бензол (64)	0.00772	0.002044
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.002426	0.000642
0621	Метилбензол (349)	0.00485	0.001285

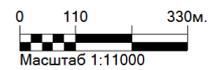
### 3. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПРИЗЕМНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В ФОРМЕ ИЗОЛИНИИ И КАРТ РАССЕЙВАНИЯ РАСЧЕТ РИСКА ЗДОРОВЬЮ НАСЕЛЕНИЯ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ УРОВНЕЙ ШУМА

Город : 742 Кызылординская область  
 Объект : 0040 ТОО "Саутс Ойл" мр Есжан 2023 год Вар.№ 6  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



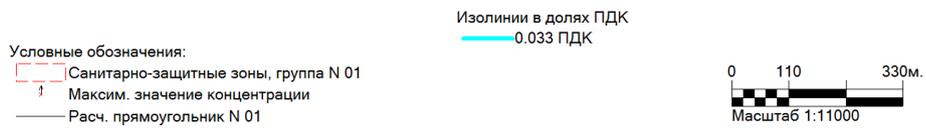
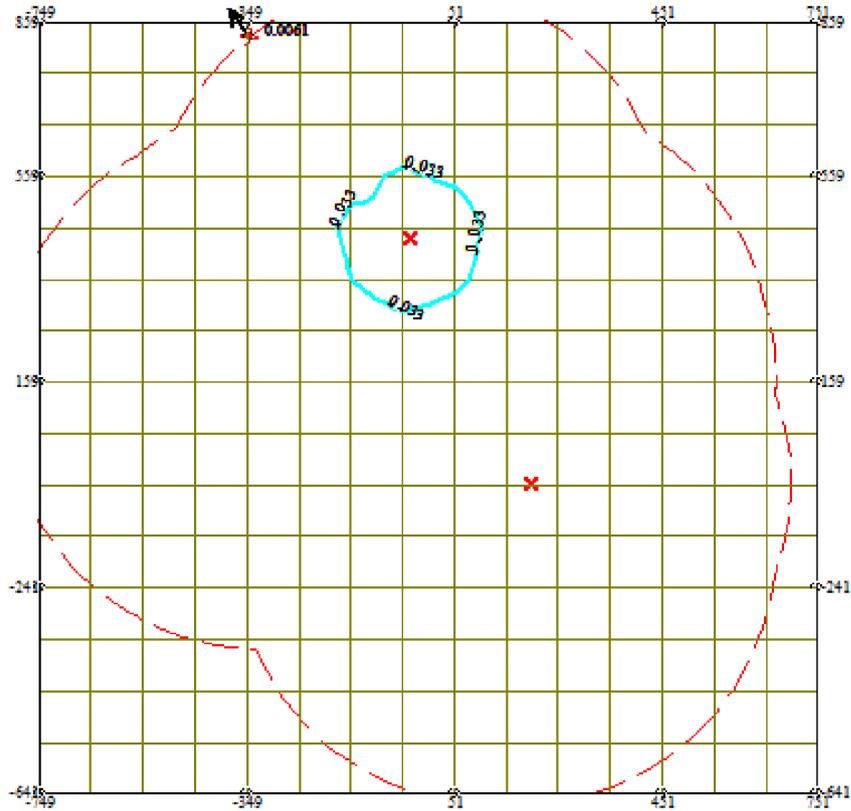
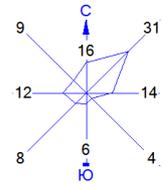
Условные обозначения:  
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 Максим. значение концентрации  
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
 0.050 ПДК  
 0.100 ПДК  
 0.404 ПДК



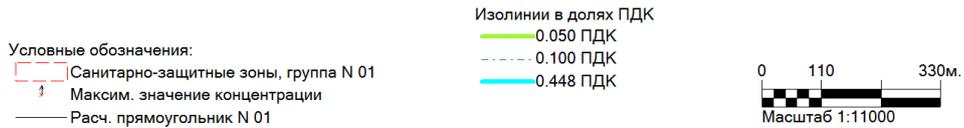
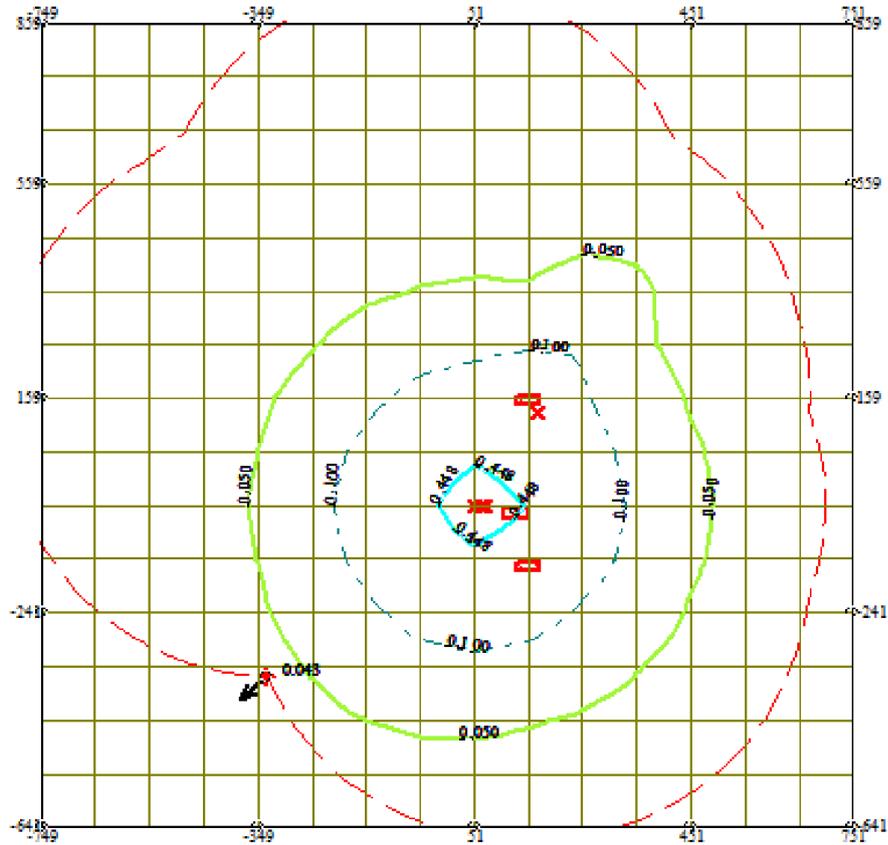
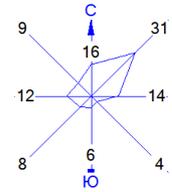
Макс концентрация 0.5598645 ПДК достигается в точке  $x = -49$   $y = 359$   
 При опасном направлении  $10^\circ$  и опасной скорости ветра  $1.07$  м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1500 м, высота 1500 м,  
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек  $16 \times 16$   
 Расчет на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область  
 Объект : 0040 ТОО "Саутс Ойл" мр Есжан 2023 год Вар.№ 6  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



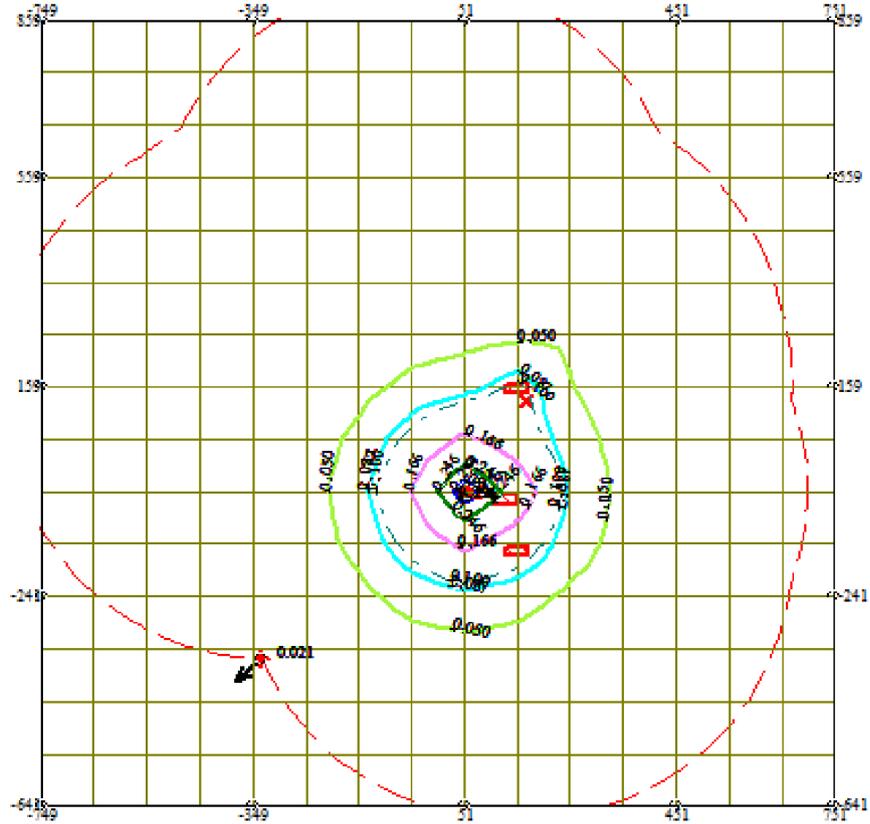
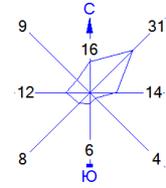
Макс концентрация 0.0454665 ПДК достигается в точке  $x = -49$   $y = 359$   
 При опасном направлении  $10^\circ$  и опасной скорости ветра 1.07 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1500 м, высота 1500 м,  
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек  $16 \times 16$   
 Расчёт на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область  
 Объект : 0040 ТОО "Саутс Ойл" мр Есжан 2023 год Вар.№ 6  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



Макс концентрация 0.6637018 ПДК достигается в точке  $x=51$   $y=-41$   
 При опасном направлении  $90^\circ$  и опасной скорости ветра 0.5 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1500 м, высота 1500 м,  
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек  $16 \times 16$   
 Расчет на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область  
 Объект : 0040 ТОО "Саутс Ойл" мр Есжан 2023 год Вар.№ 6  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)

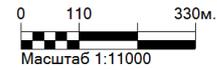


Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- } Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

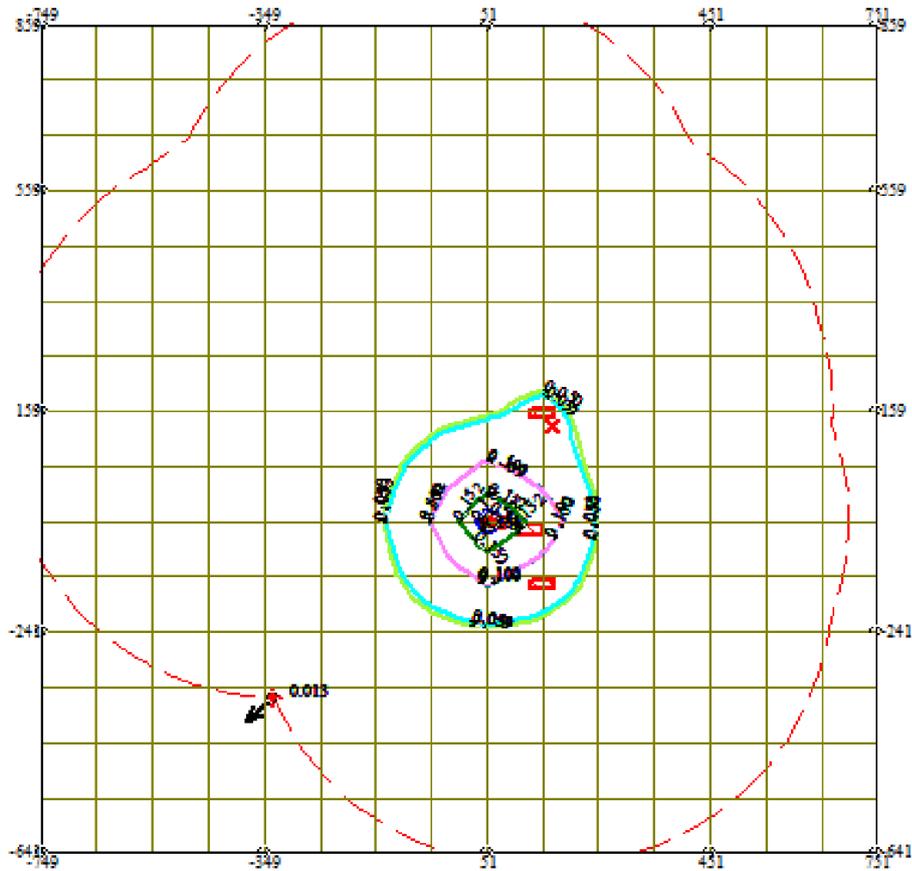
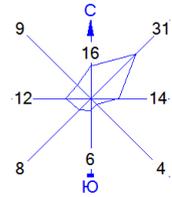
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.087 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.166 ПДК
- 0.246 ПДК
- 0.294 ПДК



Макс концентрация 0.3256324 ПДК достигается в точке  $x=51$   $y=-41$   
 При опасном направлении  $90^\circ$  и опасной скорости ветра  $0.5$  м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $1500$  м, высота  $1500$  м,  
 шаг расчетной сетки  $100$  м, количество расчетных точек  $16 \times 16$   
 Расчет на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область  
 Объект : 0040 ТОО "Саутс Ойл" мр Есжан 2023 год Вар.№ 6  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)

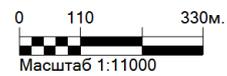


Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

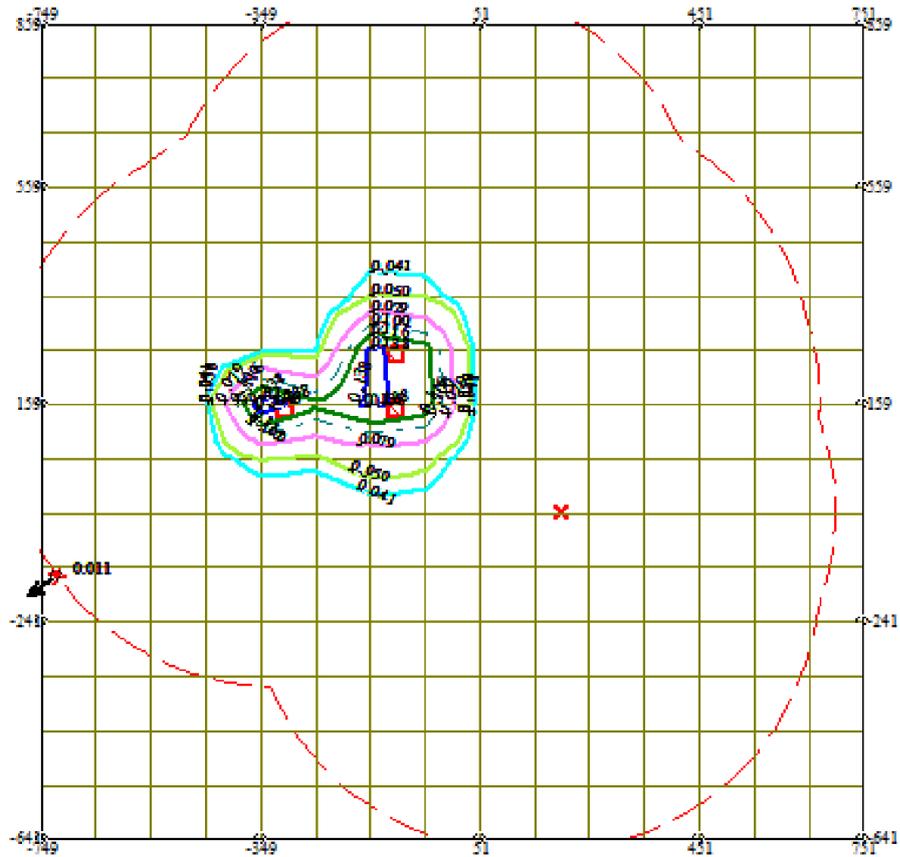
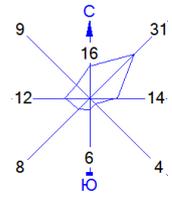
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.053 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.102 ПДК
- 0.152 ПДК
- 0.181 ПДК



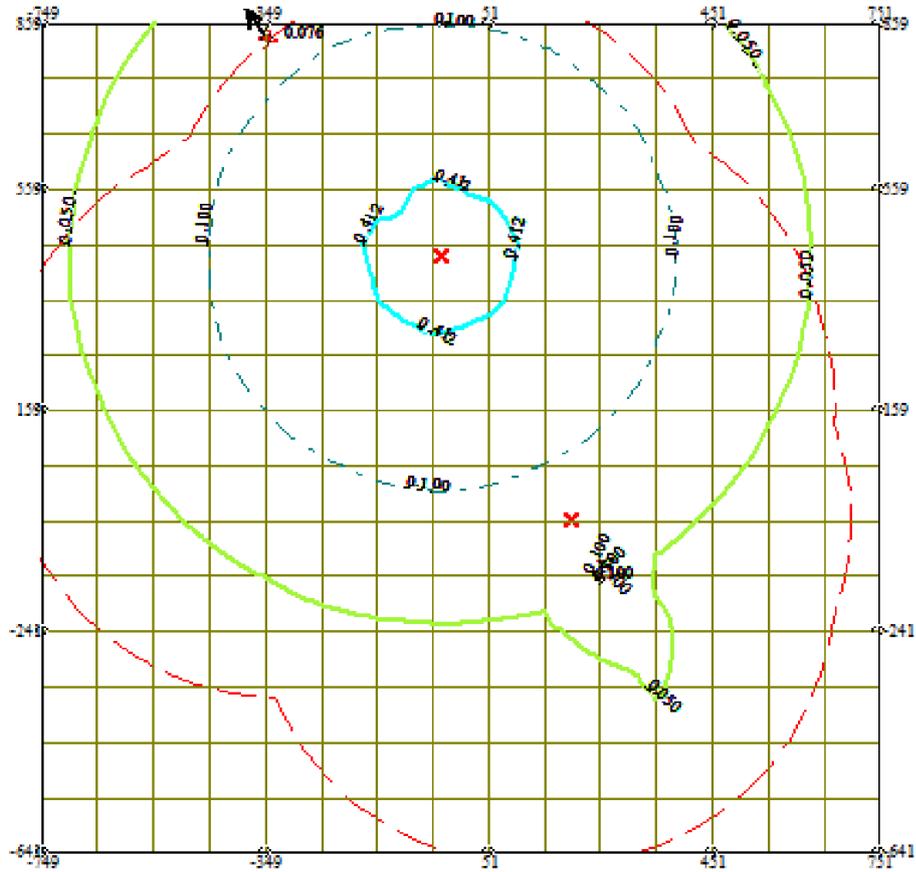
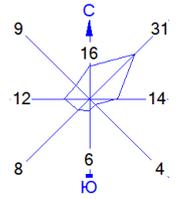
Макс концентрация 0.2007184 ПДК достигается в точке  $x=51$   $y=-41$   
 При опасном направлении  $90^\circ$  и опасной скорости ветра 0.5 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1500 м, высота 1500 м,  
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек  $16 \times 16$   
 Расчёт на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область  
 Объект : 0040 ТОО "Саутс Ойл" мр Есжан 2023 год Вар.№ 6  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные  
 C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)



Макс концентрация 0.1530612 ПДК достигается в точке  $x = -349$   $y = 159$   
 При опасном направлении  $99^\circ$  и опасной скорости ветра 0.63 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1500 м, высота 1500 м,  
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек  $16 \times 16$   
 Расчёт на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область  
 Объект : 0040 ТОО "Саутс Ойл" мр Есжан 2023 год Вар.№ 6  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 6007 0301+0330

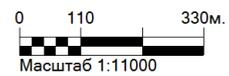


Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- x Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

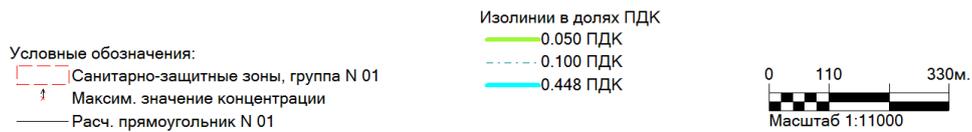
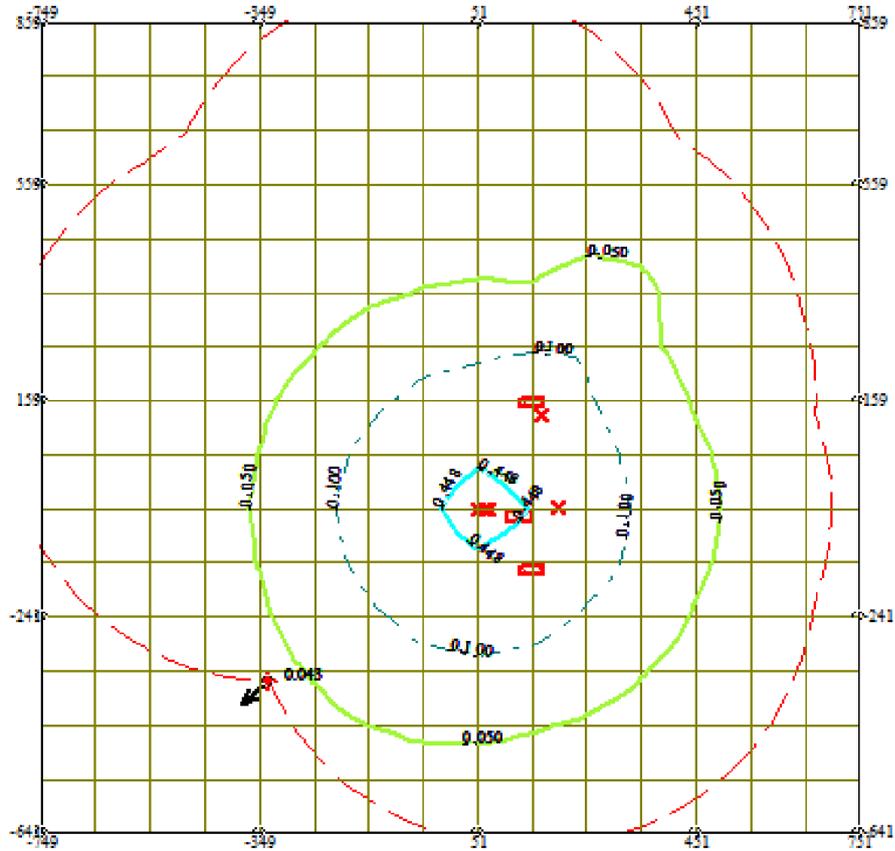
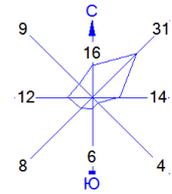
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.412 ПДК



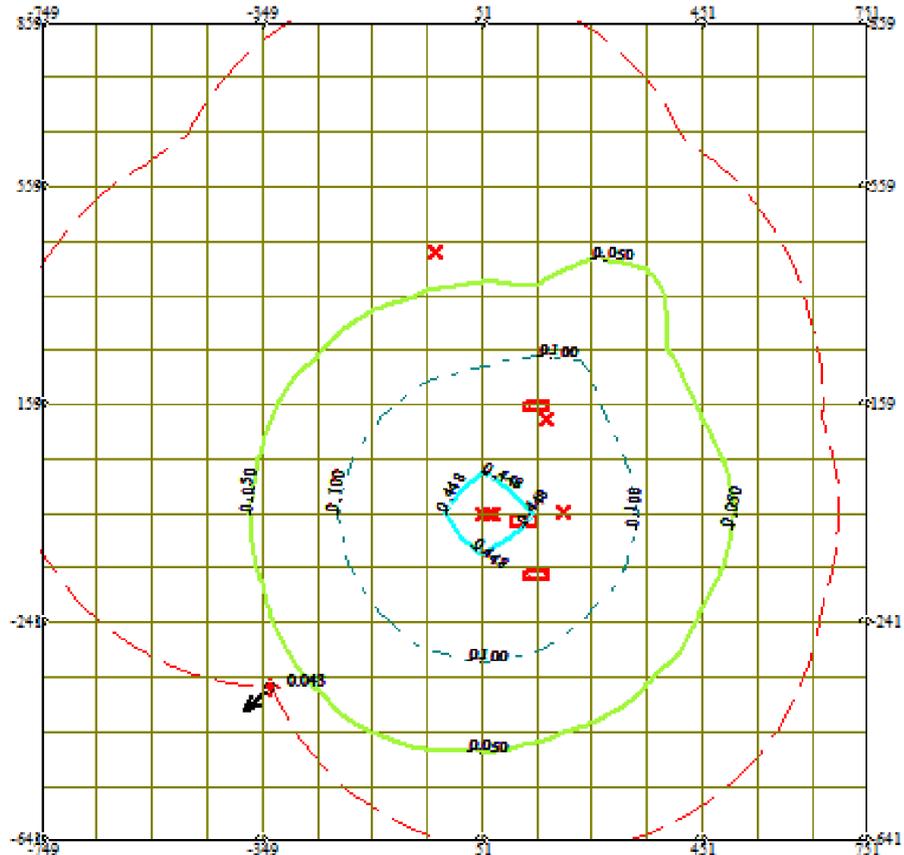
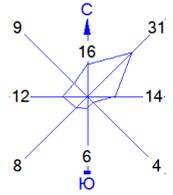
Макс концентрация 0.5703664 ПДК достигается в точке  $x = -49$   $y = 359$   
 При опасном направлении  $10^\circ$  и опасной скорости ветра 1.07 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1500 м, высота 1500 м,  
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек  $16 \times 16$   
 Расчёт на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область  
 Объект : 0040 ТОО "Саутс Ойл" мр Есжан 2023 год Вар.№ 6  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 6037 0333+1325



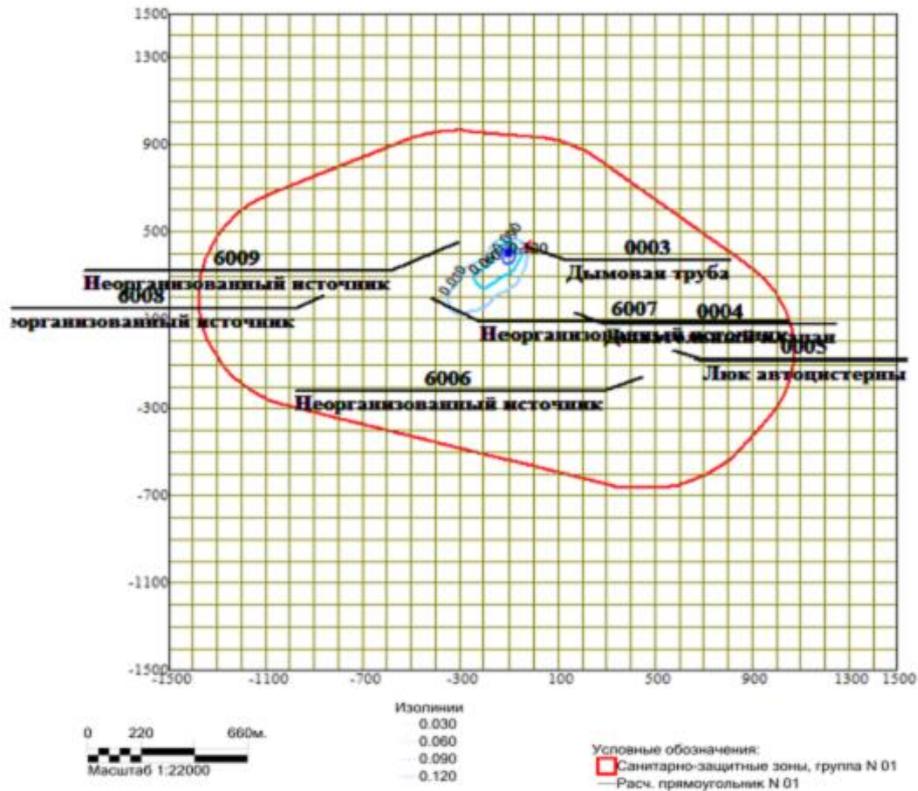
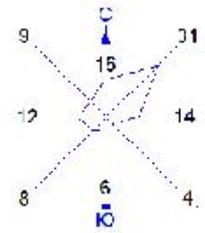
Макс концентрация 0.664009 ПДК достигается в точке  $x=51$   $y=-41$   
 При опасном направлении  $90^\circ$  и опасной скорости ветра 0.5 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1500 м, высота 1500 м,  
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек  $16 \times 16$   
 Расчёт на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область  
 Объект : 0040 ТОО "Саутс Ойл" мр Есжан 2023 год Вар.№ 6  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 6044 0330+0333



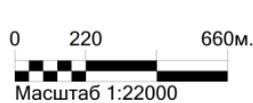
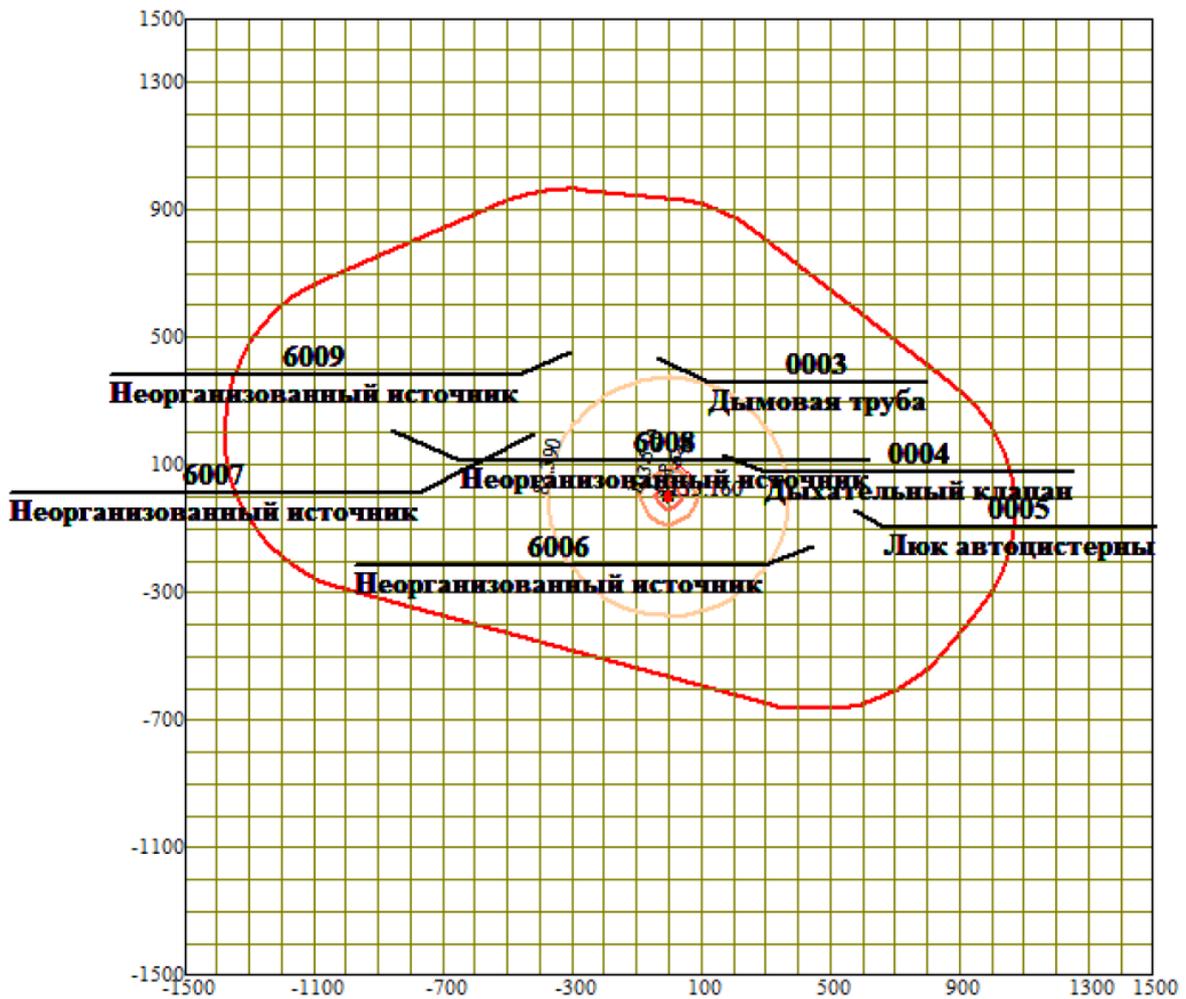
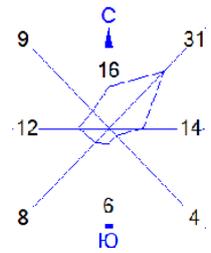
Макс концентрация 0.6647952 ПДК достигается в точке  $x=51$   $y=-41$   
 При опасном направлении  $90^\circ$  и опасной скорости ветра 0.5 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1500 м, высота 1500 м,  
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек  $16 \times 16$   
 Расчёт на существующее положение.

Город : 002 Кызылорда и близлежащие пос-ки  
 Объект : 0117 ТОО "Саутс-ойл" месторождение Есжан  
 ПК ЭРА v2.5, Модель: РИСКИ НЕКАНЦЕРОГЕННЫХ ЭФФЕКТОВ ОСТРЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ  
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



Макс уровень риска достигается в точке  $x = -100$   $y = 400$   
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,  
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 31\*31

Город : 002 Кызылорда и близлежащие пос-ки  
 Объект : 0117 ТОО "Саутс-ойл" месторождение Есжан  
 ПК ЭРА v2.5, Модель: Расчет уровней шума  
 N002 Уровень шума на среднегеометрической частоте 63 Гц

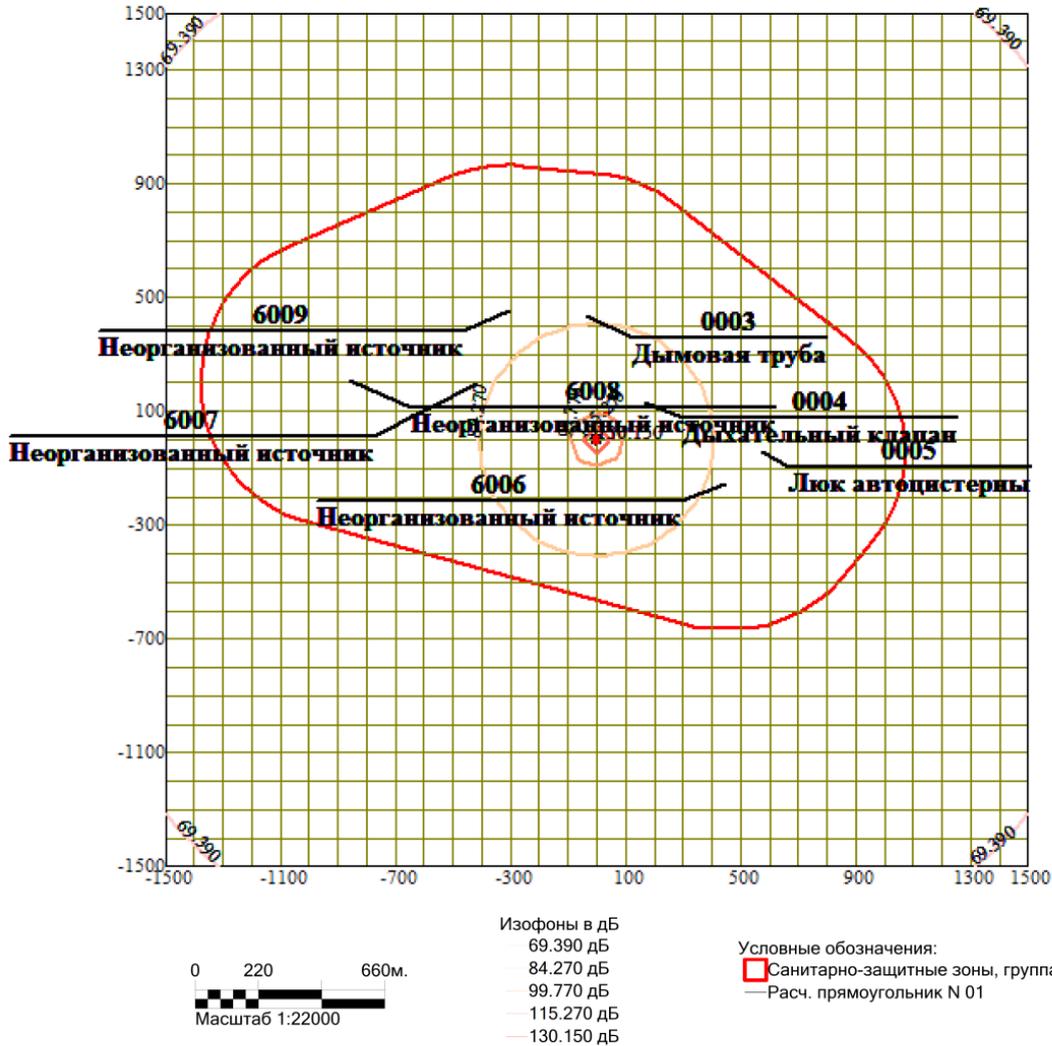
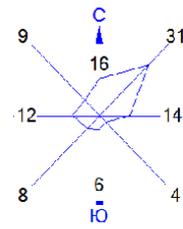


Изофоны в дБ  
 — 88.390 дБ  
 — 103.520 дБ  
 — 118.640 дБ  
 — 133.160 дБ

Условные обозначения:  
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс уровень шума 133.77 дБ достигается в точке  $x=0$   $y=0$   
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,  
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 31\*31

Город : 002 Кызылорда и близлежащие пос-ки  
 Объект : 0117 ТОО "Саутс-ойл" месторождение Есжан  
 ПК ЭРА v2.5, Модель: Расчет уровней шума  
 N003 Уровень шума на среднегеометрической частоте 125 Гц



Макс уровень шума 130.77 дБ достигается в точке  $x=0$   $y=0$   
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,  
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 31\*31

#### 4. РАСЧЕТ НОРМАТИВНЫХ ПЛАТЕЖЕЙ

Согласно Экологическому Кодексу РК для каждого предприятия устанавливаются лимиты выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на основе нормативов допустимых выбросов.

Расчет платы за эмиссии в окружающую среду произведен на основании и в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан от 02.01.2021 года №400-VI ЗРК и Кодекса Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» от 25.12.2017 года № 121-VI ЗРК (п.2 ст.576).

Предварительный расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух при реализации данного проекта произведен на 2023 год. Ставки платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу определяются исходя из размера месячного расчетного показателя (МРП), установленного на соответствующий финансовый год законом о республиканском бюджете. В 2023 году с 1 января МРП составляет 3450 тенге.

На период достижения нормативов допустимых выбросов устанавливаются лимиты природопользования с учетом экологической обстановки в регионе, видов используемого сырья, технического уровня, применяемого природоохранного оборудования, проектных показателей и особенностей технологического режима работы предприятия, а также уровня фоновое загрязнения окружающей среды. В случае достижения предприятием нормативов допустимых выбросов, лимит выбросов загрязняющих веществ на последующие годы устанавливаются на уровне нормативов допустимых выбросов и не меняется до их очередного пересмотра.

Плата за выбросы загрязняющих веществ в пределах установленных лимитов рассматривается как плата за использование природного ресурса (способности природной среды к нейтрализации вредных веществ).

Ставки платы определяются исходя из размера месячного расчетного показателя, установленного на соответствующий финансовый год законом о республиканском бюджете (далее - МРП).

Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ от стационарных источников представлены в таблице 4-1.

**Таблица 4-1. Расчеты платы за выбросы ЗВ от стационарных источников**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Ставка платы за 1 тонну	Платежи, тенге
1	2	3	4	5
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	9.002	20	621138
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.4617	20	100857
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00576	24	477
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.4734	20	32665
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00183161	124	784
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.916	0,32	2115
0410	Метан (727*)	1.74	0,02	120
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2.7870914	0,32	3077
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.816732	0,32	902
0602	Бензол (64)	0.0106648	0,32	12
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.0033522	0,32	4
0621	Метилбензол (349)	0.0067048	0,32	7
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	0.003104	0	0

1325	Акрилальдегид) (474)			
	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00166	332	1901
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1.190336	0,32	1314
В С Е Г О :		19.42033681		465373

Примечание.

Данный расчет платы за эмиссии в окружающую среду рассчитан исходя из размера месячного расчетного показателя (МРП) на 2023 год – 3450 тенге.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экологический Кодекс Республики Казахстан № 400-VI от 02.01.2021 г.;
2. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду (утв. Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года № 63);
3. ГОСТ 17.2.3.02-2014. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями;
4. ГОСТ 17.2.3.02-78. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями;
5. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года №237;
6. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г;
7. 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;
8. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005;
9. СТ РК 1517-2006 «Охрана природы. Атмосфера. Метод определения и расчета количества выброса загрязняющих веществ»;
10. Методика по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (приложение 40 к приказу Министра охраны окружающей среды от 29 ноября 2010 года № 298);
11. РНД 211.3.01.06-97 (ОНД-90 ч.1,2). Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы;
12. Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух. С.-П., 2005.
13. РНД 211.2.02.02-97 «Рекомендации по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для предприятий», Алматы, 1997;
14. "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;
15. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005;
16. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
17. ГОСТ 17.2.1.01-76. ГОСТ 17.2.1.03-84. «Методики ОНД-90».
18. РНД 211.2.02.09-2004. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. Астана, 2005, 57 с.
19. Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях. РД.52.04.52-85, Л., Гидрометеиздат, 1987, 52с.
20. РД 52.04.186-89. Руководство по контролю загрязнения атмосферы. М., 1991.
21. Налоговый кодекс Республики Казахстан.

